

中国电力百科全书

（第三版）

· 综合卷 ·

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编 辑 部
编

CHINA
ELECTRIC POWER
ENCYCLOPEDIA

中国电力出版社





中国电力百科全书

（第三版）

综合卷

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部　编

CHINA
ELECTRIC POWER
ENCYCLOPEDIA

中国电力出版社

图书在版编目（CIP）数据

中国电力百科全书．综合卷／《中国电力百科全书》编辑委员会，《中国电力百科全书》编辑部编．—3版．—北京：中国电力出版社，2014．5
ISBN 978－7－5123－5090－8

Ⅰ．①中…　Ⅱ．①中…　②中…　Ⅲ．①电力工业-中国-百科全书　Ⅳ．①TM－12

中国版本图书馆CIP数据核字（2013）第256406号

地图审图号：GS（2014）827号

中国电力出版社出版、发行（北京市东城区北京站西街19号　100005　http：//www.cepp.sgcc.com.cn）
北京盛通印刷股份有限公司印刷　　各地新华书店经售
1995年10月第一版　　2014年5月第三版　　2014年5月北京第五次印刷
889毫米×1194毫米　16开本　　38.25印张　1676千字
印数15541—20540册　　定价**298.00**元



编辑委员会



编辑委员会



编辑委员会

•综 合 卷•

（第三版）

编审委员会

各分支主编、副主编

综 合 卷

（第一版）

编审委员会

主　　编　沈根才

副 主 编　邓致逵　董希文　韩承钧　王瑞梁　谭昌铭　邓耀群　肖国泉

编审领导小组　沈根才　邓致逵　董希文　韩承钧　王瑞梁　谭昌铭　邓耀群　肖国泉　程忠智　朱百祥

编　　委　（按姓氏笔画排列）

马君寿　马致中　王瑞梁　尹希山　邓禾生　邓致逵　邓耀群　朱百祥　李为正　李志光　李宝祺　李常熺　肖国泉　沈根才　陈安福　罗道坦　俞泽远　姜绍俊　袁开畴　夏美秀　徐平善　徐永禧　盛绪美　董希文　韩承钧　程忠智　傅　庸　谭昌铭　魏炳才

编审组成员　李为正　傅　庸

各分支主编、副主编

基本概念分支

主　　编　徐永禧

国外电力工业分支

主　　编　王瑞梁（兼）

中国电力工业分支

主　　编　董希文（兼）

企业管理分支

主　　编　邓耀群（兼）

科技管理分支

主　　编　徐平善

计划管理分支

主　　编　盛绪美　李为正

基本建设分支

主　　编　马致中

勘测设计分支

主　　编　罗道坦　马君寿

施工管理分支

主　　编　马致中

生产管理分支

主　　编　李常熺

副 主 编　袁开畴　姜绍俊

•综 合 卷•

（第二版）

编审委员会

主　　　编　叶继善　谢绍雄（兼）

副　主　编　孙嘉平　邓耀群

编审领导小组　谢绍雄　叶继善　孙嘉平　邓耀群　杜在贵
宗　健　程忠智　朱百祥

编　　　委　（按姓氏笔画排列）
王树屏　王家诚　王熙亮　邓耀群　叶继善
朱百祥　全晓华　刘洪恩　刘家星　刘常荣
刘维烈　许世辉　孙嘉平　苏　力　杜在贵
李金峰　李树柏　李　涛　李　浩　余卫国
宋卫东　张春江　欧阳昌裕　郑　钢　郑厚清
郑思蕙　宗　健　孟振平　高东军　高光夫
阎长乐　葛增茂　程忠智　谢绍雄　靳东来
敖桂兰

学 术 秘 书　杜在贵

各分支主编、副主编

基本概念分支
主　　编　李树柏
副 主 编　宋卫东

电力工业分支
主　　编　王家诚
副 主 编　阎长乐　李金峰

世界电力工业分支
主　　编　张春江　王熙亮
副 主 编　宋卫东

中国电力工业分支
主　　编　杜在贵
副 主 编　王树屏

企业管理分支
主　　编　邓耀群（兼）

计划管理分支
主　　编　欧阳昌裕

基本建设管理分支
主　　编　苏　力
副 主 编　郑思蕙　李　浩

第三版前言

《中国电力百科全书》（简称《电百》）第三版在中国电机工程学会成立80周年之际与广大读者见面了。《电百》是全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。《电百》的首次编纂始于1986年，先后于1994年和2001年出版发行了第一版和第二版。《电百》问世以来，受到了广大电力工作者和电机工程界人士的欢迎并得到认可，成为查阅电力基本知识的权威工具书。

《电百》第一版是由原水利电力部、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会等共同倡议，从1986年开始，历时8年编纂完成的。全书分为《综合卷》《电工技术基础卷》《电力系统卷》《火力发电卷》《水力发电卷》《核能及新能源发电卷》《输电与配电卷》《用电卷》共8卷，5000多个条目、1000余万字。全书总结了当时电力工业科学技术成就以及生产和建设的经验，适应了电力科技人员和职工学习新技术、新知识的迫切需要。《电百》第二版的修编工作是在原国家电力公司组织下，从1998年开始到2000年完成。全书仍为8卷，共5400余条目，约1000万字，反映了20世纪最后十多年电力工业的快速发展和电力科技的进步，适应了中国电力工业发展的需要。《电百》第二版于2002年荣获第十三届中国图书奖。

《电百》第二版发行至今的十多年间，中国电力工业持续快速发展，电力科技水平不断提高。中国电力装机容量和发电量分别从2000年的3.19亿kW、1.37万亿kW·h提高到2013年的12.47亿kW和5.3万亿kW·h，均居世界第一位。电网发展也实现了历史性跨越，规模居世界第一，已经形成以区域同步电网为基础的全国互联电网（未计台湾省）。这十多年，电力系统结构逐步优化，技术装备水平快速提升，节能减排成效显著。电力系统的安全性、可靠性、经济性取得全面提高，适应了经济和社会发展对用电量增长和安全可靠供电的需要，有力支撑了国民经济的持续快速发展。

进入21世纪，中国经济社会发展的重要特征是工业化、信息化、城镇化、市场化、国际化，能源结构清洁低碳化趋势显著。这些重大社会需求决定电能高效清洁的生产、输送、分配和使用技术，已成为电力技术发展的主导方向，并且日益显现出新技术与传统技术交叉与融合的趋势。因此，有必要对《电百》第二版进行修编，更新和充实《电百》的内容，以充分反映21世纪头十年电力工业发展的新成就和电力科技发展的新特征。

2009年5月，在中国电机工程学会第九届会员代表大会上提出了《电百》第三版修编工作建议，得到会员单位广泛支持。2011年1月25日，《电百》第三版编辑委员会第一次会议在北京召开，修编工作正式启动，确定修编原则是“增补为主，简当为要”。

增补为主，就是要增补体现电力工业和电力科技发展的新内容。如全球气候变化、全寿命周期管理、信息安全等问题；在水力发电技术方面，包括高坝筑坝新技术、大型水轮机组集成技术、梯级水库群优化调度技术等；在火力发电技术方面，包括超超临界燃煤发电、大型火电机组直接空冷、整体煤气化联合循环发电（IGCC）及多联产、污染物控制和减排等技术；在现代核电技术方面，包括对投运核电机组通用技术的系统性介

第一版前言

经过8年的反复锤炼，《中国电力百科全书》终于脱稿付印，陆续出版了！这是1700多位专家，以高度的政治责任感和历史责任感辛勤耕耘、反复切磋的成果。参加这部百科全书编纂工作的同志大部分是电业部门的专家和著名大学的教授，也有很多电机制造部门的专家，用电电器研究方面的专家，核工业专家，能源专家，环境保护专家等等；他们是各个专业方面的权威人士，大都年事已高，仍不遗余力地以自己毕生的经验，参照大量的国际资料，字斟句酌地推敲每一个条目的释文；他们以满腔热情，努力争取时间，完成了5000多个条目、1000多万字的撰写、审阅、修改工作；在编写过程中有的老专家废寝忘食、带病工作，有的已经谢世。我们以十分崇敬和感激的心情向为本书工作过的专家们致以崇高的敬礼！

《中国电力百科全书》是于1986年8月由原水利电力部科技司、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会、原水利电力出版社共同倡议，经原水利电力部部长批准，着手组织编纂的。1987年8月，在北京召开了编辑委员会成立大会，初步确定了分卷方案和条题框架，聘请各卷主编和各分支主编。之后，几经修改，拟定了各卷的条题总表，聘请了撰写和审阅的专家，于1989年着手撰写，先后经过分支的一审、修改，分卷的二审、修改，编委会常务领导小组组织的终审，再由分卷修改正式定稿。

编纂《中国电力百科全书》的目的，在倡议报告中已经指明，是“为了总结我国电力工业生产、建设的经验，介绍当代电力工业最新科学技术成就，迎接电力工业更大规模的发展，满足电力系统广大职工的需要。”当前，我们正在建设规模宏伟的现代化的电力工业，我们正在深入改革开放，经历从高度集中的计划经济到社会主义市场经济的变革，成百万的电业职工迫切需要学习新的技术和新的管理知识。同时，随着我国工农业现代化程度的提高，人民生活电气化程度的普及和提高，社会上对电力知识的需要也日益广泛。为此，本书的编纂，从格式到内容，均以满足电力科学技术人员、各级领导和管理人员、广大电业职工和大专院校电力类专业师生的需要为主，同时照顾到社会上广大读者的需要，力求深入浅出，使具有高中以上文化程度的人均可阅读。

《中国电力百科全书》是中国第一部全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。在编纂过程中，我们学习和借鉴了《中国大百科全书》的编纂经验，同时，也汲取了此前编纂的《中国水利百科全书》的经验。百科全书要求表达人类成熟的知识，要求所表达的知识具有科学性、客观性和稳定性，亦即具有一定的权威性。为此，本书在条题名称的选定和条目释文的概念叙述方面，均力求符合当代国际电业界一般共有的认识，对于某些国内惯用的概念与国外流行的概念不一致的，均分别加以说明。考虑到篇幅浩大，读者所需要的专业内容不一，特将全书按专业分为既有联系又相对独立的8卷，即：综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电。读者可购置全套8卷，也可购置其中任何一卷。每卷条目排印均按

第二版前言

《中国电力百科全书》（简称《电百》）的编纂工作始于1986年，在国家电力领导部门的重视和社会各界的关注下，全国1700多位专家、学者历时8年终成腋裘，付梓刊行。

《电百》（第一版）条目释文引用的数据和资料基本上截至1990年底。十年来，世界电力工业的状况发生了重大变化。作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，电力在推动社会经济进步、提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。十年来，电力工业围绕进一步提高能源利用效率和供电可靠性，加强对生态环境的保护从而实现可持续发展，在许多技术领域取得了重大进步。例如，在洁净煤发电技术研究开发与应用方面，已相继建成示范电厂并开始商业运营；大容量、超临界和超超临界压力机组迅速发展，正在成为发达国家火力发电厂的主力机组；广泛采用新技术加强对有害排放物、电磁波、放射性污染的治理；高电压、大容量、远距离交直流输电技术和电力系统理论与技术的继续进展与提高；高效率燃气轮机技术的发展与应用；分散型电、热、冷三联供装置和大幅度提高电力用户终端效率的各种新技术、新装置的相继出现，以及计算机技术和信息网络技术在电力工业中的应用等等，正在明显地改变电力工业的技术状况。与此同时，世界范围内经济的市场化、信息化、全球化正在给电力行业传统的垄断地位和经营方式带来巨大的冲击。随着竞争机制的引入，许多国家的电力管理体制已经或正在经历空前的变革，向着放松管制的商业化、民营化方向发展。

在世界各国电力科学技术发展和管理体制变革的同时，中国电力工业在90年代取得了突飞猛进的发展。从1996年下半年起，全国电力供需基本平衡，结束了持续20多年全国性缺电的局面，基本上适应了国民经济发展和人民生活水平提高对电力的需求。1995年全国电力装机总容量达到2亿kW，年发电量超过10000亿kW·h；1999年全国电力装机总容量达到2.98亿kW，年发电量达到12331亿kW·h；2000年4月，我国的装机容量超过了3亿kW。无论在电力装机容量上还是在发电量上，中国电力都已居世界第二位。到1999年底，已建成和正在建设的100万kW及以上的火电厂、核电厂和水电站已超过100座，其中邹县发电厂240万kW，二滩水电站330万kW。世界最大的水电站、装机容量达1820万kW的三峡水电站已于1994年12月开工建设、1997年11月实现了大江的截流，即将于2003年开始并网发电。继秦山核电厂和广东大亚湾核电厂投产后，广东岭澳核电厂（180万kW）和秦山第二核电厂（120万kW）、秦山第三核电厂（140万kW）及田湾核电厂（200万kW）均已开工建设。风力、地热、太阳能、潮汐等可再生能源发电也得到进一步的发展。全国风力发电装机总容量已达26.7万kW，在中国的西部地区建成了一批小容量试验性的太阳能光伏电站。到90年代末，中国已建成的500kV输电线路约2.29万km，变电容量8012万kV·A；330kV输电线路7949km，变电容量1248万kV·A；220kV输电线路12.18万km，变电容量2.80亿kV·A；同时还进行了大规模的城乡电网建设与改造。目前在全国已形成了7个跨省的大型区域电网和5个独立省网，其中最大的区域电网

凡　例

一、编　排

1. 全书按专业知识领域分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能发电、新能源发电、输电与变电、配电与用电等9卷出版。

2. 各卷按前言（包括全书第三版前言、第一版前言、第二版前言），凡例，概述性文章，本卷第一、二版前言，条目分类目录、正文、大事年表、条目标题汉字笔画索引、条目标题外文索引、内容索引、插图索引、附录等编排。

3. 全书的主体是条目。条目既是基本知识单元，也是基本寻检单元。条目由条目标题（条题）、释文和相应的图片、表格、参考书目等组成。

4. 全书条目按条目标题的汉语拼音字母顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括㇆乚𡿨等）的顺序排列。第一字相同时，按第二字，余类推。条目标题以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的，按习惯发音依次排在汉语拼音相应字母部的前部。

5. 各卷在条目分类目录之前均有一篇介绍本卷内容的概述性文章。概述性文章从宏观上展现本卷的形象，且把本卷组成一个有机的整体，对本卷的条目起到统领作用，成为本卷的纲要。概述性文章介绍了本卷的专业特点、内容范围、历史发展和现状等内容，以帮助读者对本卷有概略而全面的了解。

6. 各卷均列条目分类目录，供读者按学科知识体系查检所需要的条目。为了保证各分支体系的完整性，有少数条目在不同分支目录里重复出现。条目分类目录还反映出条目间的系统性、层次性，例如：

电力工业环境保护
　火电环境保护
　　大气污染物控制
　　　烟尘控制
　　　二氧化硫控制
　　　氮氧化物控制
　　　重金属控制
　水电环境保护
　输变电环境保护

7. 为保持知识体系的完整性和便于读者查阅，内容完全相同的条目，可以重复出现在不同卷。对卷间交叉的知识主题，条目列在以学科知识内容为主的卷中，在其他卷中则通过条目标题加以区别。

二、条 目 标 题

8. 条目标题由词或词组组成，例如“电能”“电价”“安全”；“能源开发规划”“能源消费系数”。

编辑委员会办公室

编　辑　部

电力可靠性管理分支

主　　编　胡小正

电力标准化分支

主　　编　许松林

副 主 编　刘永东

电力工业规划管理分支

主　　编　牛东晓（兼）

副 主 编　赵　磊

电力企业管理分支

主　　编　丛德强

副 主 编　曾　鸣

电力基本建设分支

主　　编　张宗富

副 主 编　郭日彩

电力勘测设计分支

主　　编　李爱民

副 主 编　侯学良

电力生产管理分支

主　　编　谭忠富

副 主 编　葛旭波

电力市场与电价管理分支

主　　编　曾　鸣

副 主 编　吕春泉

科技管理分支

主　　编　胡湘燕

物资管理分支

主　　编　邓禾生

财务管理分支

主　　编　魏炳才

副 主 编　俞泽远

电价分支

主　　编　夏美秀

劳动管理分支

主　　编　陈安福　李志光

审计管理分支

主　　编　尹希山

教育分支

主　　编　李宝祺

勘测设计管理分支

主　　编　葛增茂　高东军

生产管理分支

主　　编　刘维烈

副 主 编　靳东来

财会与审计分支

主　　编　叶继善（兼）

　　　　　孟振平

副 主 编　刘常荣　李　涛

　　　　　刘家星

市场与电价分支

主　　编　高光夫

副 主 编　余卫国　欧阳昌裕

　　　　　郑厚清

人力资源开发与管理分支

主　　编　刘洪恩

副 主 编　敖桂兰　许世辉

科技管理分支

主　　编　全晓华

绍，第三代先进压水堆技术AP1000、EPR，以及模块式高温气冷堆技术和第四代核能系统概况等；在可再生能源发电技术方面，包括风能资源评估、新型风电机组总体设计和关键部件制造、风电并网等技术，太阳能热发电及分布式光伏发电技术，以及深层地热和海洋能、潮汐能发电等新技术；在电网技术方面，包括特高压交直流输电技术、750kV超高压输电技术、智能电网技术、大型互联电网的分析和控制技术、电压源型直流输电技术等；还有现代信息通信技术、电力电子技术的新发展和新材料在电力系统中的应用等等。

根据电力科技发展的新趋势，《电百》第三版共设9卷，在第二版8卷的基础上，将《输电与配电卷》更名为《输电与变电卷》、《用电卷》更名为《配电与用电卷》，将《核能及新能源发电卷》拆分为《核能发电卷》和《新能源发电卷》。第三版的条目总数约为6300条，字数约1300万字。条目释文中，中国电力工业的数据一般截至2012年12月，国外电力工业的数据一般截至2011年12月，能源资源等数据以最新公布的为准。

简当为要，是百科全书的特征之一。百科全书是概要记述人类知识的大型工具书。《电百》第三版的释文编纂按照百科体例的编纂要求和“全、精、新、信、达、雅”的撰写质量要求，依据科学性、客观性、概述性、整体性、稳定性、可读性、规范性的百科特点进行修编。全书统一编纂指导思想、框架设计和体例要求，解决内容重复、交叉、矛盾和遗漏等问题。对修编条题，注重其概要性、知识性和逻辑性；对新增条题，博览精收、慎重选材，做到既简且当。同时，各卷都编写了概述性文章（专文）和大事年表。概述性文章是对本卷内容概括性介绍，体现本专业的特点、发展、现状和水平；大事年表是以编年体形式记录具有全局性、标志性、方向性的事情。读者通过概述性文章和大事年表可以对电力技术的发展有全面系统的了解，更加体现了简当为要的要求。

《电百》第三版修编实行主编责任制，编辑委员会组织了既有理论底蕴又有实践经验的1500多位专家、学者参与条目的撰写和审稿，其中卷正副主编和分支正副主编220余位。

《电百》第三版贯彻以科学发展观为指导，谋篇、谋卷、谋书，努力用全面协调可持续发展的观点，分析判断近十年来电力科技领域出现的新事物和新观点，集中反映21世纪初中国电力科技事业蓬勃发展的概貌，展示出其对中国乃至世界电力工业技术发展基本走向的影响。

在《电百》第三版即将付印的时候，我们十分感念那些为“电力百科”开启山林的拓荒者，他们为我们做出了榜样。《电百》第三版继承了第一、二版在知识分类、编辑体例、图表配置、全书条题检索等方面的工作经验和成果，并将前一、二版的双色印刷调整为全彩印刷，将原正16开本调整为大16开本，从而使第三版从内容到版式都有了更大的改进。令我们感到鼓舞的是，《电百》第三版获得了2014年度国家出版基金的资助，入选《2013—2025年国家辞书编纂出版规划》。

我们还要再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！1500多位专家、学者的志愿工作、三年多的智慧和心血，凝结成为今天的鸿篇巨制。电力科学技术在飞速发展，希望《电百》第三版对电力科技工作者和管理人员能够有所裨益，更好地发挥其“没有围墙的大学”的功能。

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

2014年5月

条目首字的汉语拼音顺序排列。为了便于读者按专业查找相关条目，在书首设有按专业知识分类的条目分类目录，在书尾设有3种检索系统，即条目汉字笔画索引、条目外文索引、内容索引。综合卷后还附有外国（国际）电力（能源）组织机构和学术团体译名对照表，以及中国电力工业大事年表。

为了记录近百年来，特别是中华人民共和国成立以来，为中国电业发展做出过重要贡献的人物，为中国电业发展培养了大量科技人才的优秀教师和学者，以及为中国电业的发展提供电力设备的电机、电器、动力设备制造部门的著名专家，共收录了3000多位人物的业绩，编纂了《中国电力人物志》，作为《中国电力百科全书》的附卷单独出版。

以上8卷和附卷中，条目释文中所载的史实和数据大都截止到1990年12月；对1990年12月之后国际时局的变化所引起国家的改变，均未作相应的修改。

本书的编纂和出版，是广大专家集体智慧的结晶和集体工作的成果，一个条目的释文往往经过多位专家多次修改才得以定稿，前后变动很大，甚至重新改写。但是，应该说明，没有第一稿的写出，也改不出最后一稿。所以，一个条目的写定，既是最后执笔者的成果，也是第一稿执笔者的成果。在反复修改过程中，专家们都不固执己见地热烈参与磋商讨论，务求循名责实，考虑全面，得出一个正确的概念，在这方面充分体现了他们对事业的政治责任感和对后代的历史责任感。电力方面的百科全书，在中国这是第一部，在国外，我们也未见先例。因此，尽管我们尽其可能地作了努力，但疏漏与错误之处还不可避免，我们诚恳地希望广大读者和专家给予批评和指正，以期本书再版时订正提高。

再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
1994年6月

华东电网装机容量已达5198.64万kW，最大的省网广东电网装机容量也达到3033.37万kW，全国电网的覆盖率已达到96.4%。中国的电网已进入了跨大区、跨独立省（区）电网互联的阶段，并正在走向全国联网的超高压、高度自动化的现代化电力系统的新阶段。

在过去的10多年里，中国电力工业的管理体制经历了巨大的变化。1988年4月撤销了水利电力部，成立了能源部；1993年3月又撤销能源部，组建电力工业部；1997年成立国家电力公司，1998年电力工业部撤销。按照国务院的改革方案，国家电力公司经营管理授权范围内的国有电力企业，国家经贸委行使管理中国电力工业的政府职能，中国电力企业联合会行使电力行业管理与服务职能。这是中国电力管理体制的重大改革，是中国电力工业由计划经济向市场经济转变的重要标志。

根据电力科学技术在90年代所取得的重大进展、管理体制的变革情况，以及中国国民经济在2000～2010年期间再翻一番和2010年中国电力装机总容量将发展到5亿kW的总目标，为了使《电百》的内容能够反映当前国际和国内电力工业的最新技术和管理水平，适应21世纪前十年我国电力工业发展的需要，进一步满足各级领导干部、电力系统内外的科学技术和管理人员以及广大读者查询、浏览、了解现代电力科学技术和管理知识的需求，中国国家电力公司决定，对《电百》（第一版）进行修订，并于2000年9月起陆续出版《电百》（第二版）。

编纂出版《电百》（第二版）的总原则是：在第一版的基础上对各卷内容删繁就简，增补更新，力求达到精益求精；努力增加最新电力科学技术成就和管理经验的内容，注意解决第一版中存在的问题和不足；使《电百》（第二版）具有时代特征，符合规范要求，开卷有益，查阅方便。

《电百》（第二版）的编纂工作于1998年8月起动。为了使《电百》能以条目的形式汇集和总结电力科学技术和管理知识，真正发挥大型专业性百科全书的作用，我们组织了电力工业各门类的约1100位专家、学者参加了修订、编纂和审稿工作。这些专家怀着满腔热忱、高度责任感和使命感，废寝忘食、夜以继日地工作，以广博的知识和丰富的经验，使《电百》条目的释文尽可能完美地体现其思想和智慧。

《电百》（第二版）仍沿袭第一版的做法，采用按专业分类分卷、各卷条目按汉语拼音字顺编排的出书方式。全书仍分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等8卷，释文共有5400余条目，总字数约1000万字，其中新增条目和经过修改的条目约占全书的70%以上。

尽管我们期待《电百》不仅具有电力科学技术知识的魅力，同时具有文字的魅力和鲜明的时代色彩，尽管我们希望广大读者在阅读与浏览，查询与解惑中能达到充实自己的目的，但书中难免有疏漏和错误之处，恳请读者批评指正，以期再版时订正。

谨向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢，是他们卓有成效的努力使本书为广大读者营造了一个开卷有益的氛围，使本书以气势恢宏的构架、翔实丰富的内容、精辟练达的文字、生动具体的彩色插图导引读者漫游电力科技知识的海洋。

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
2000年9月

9. 条目标题一般由汉语标题和与汉语标题相对应的汉语拼音、外文三部分组成。例如：

dianli gongye

电力工业 (electric power industry)

个别无通用译名的纯属中国内容的条目标题则不附外文。条目标题有多个对应外文的，中间用分号（;）隔开。

三、释　文

10. 条目释文使用规范化的现代汉语书面语言。条目释文开始一般不重复条目标题。

11. 条目释文较长时，设置层次标题。

12. 条目内容涉及其他条目并需由其他条目的释文补充的，采用“参见”的方式。所参见的条目标题在释文中出现的，用楷体字排印，例如“电荷及电荷运动所具有的能量”。所参见的条目标题未在释文中出现的，则另用括号加“见”标出，例如“施工图预算由单位工程预算、单项工程预算和建设项目总预算汇总而成（见工程概算）”。全条与其他条目密切相关时，参见放在释文末尾，另行起写“见×××。”，不加括号。

13. 条目释文中出现的外国人名，第一次出现时在姓（汉译）前均加有外文名的缩写（即名的第一个字母），并在括号内附对应外文，例如 I. 牛顿（Isaac Newton 或 I. Newton）。外国地名一般不附原文，个别生僻无标准译名的则在第一次出现时用括号附原文。

四、插　图

14. 条目释文中配有必要插图，均随文编排。

15. 插图一般与释文相呼应。只有一个插图时，不编号。

16. 插图附有图题、图注等说明性文字。

五、参考书目

17. 部分条目释文后附有参考书目，供读者选读。

六、索　引

18. 各卷正文后均附有全部条目标题的汉字笔画索引、条目标题的外文索引，以及按音序编排的内容索引和插图索引。

七、其　他

19. 全书所用科技名词术语以全国科学技术名词审定委员会审定的为准，未经审定和尚未统一的，从习惯。地名以中国地名委员会审定的为准。

20. 全书所用汉字除必须用繁体字的以外，一律使用国务院 2013 年 6 月公布的由教育部、国家语言文字工作委员会制定的《通用规范汉字表》所列的汉字。

21. 全书数字的使用，均执行 GB/T 15835—2011《出版物上数字用法》。

22. 全书所用计量单位，除引用经验公式或涉及实验数据的精度难以改变，以及历史上所用的某些单位外，一律采用中华人民共和国法定计量单位。在表达量值时采用单位的国际符号。

23. 全书所列中国统计数据，一般未包含台湾省和香港、澳门特别行政区数据。

目　录

新电气化时代正向我们走来！

王志轩　孙嘉平

当时代的脚步跨进2014年的时候，中国电力工业站到一个新的历史起点上，继2009年电网规模、2011年发电量居世界第一之后，发电装机容量也已位居世界第一。从1882年4月中国有了第一座装机容量约12kW的发电厂，到1949年中华人民共和国成立时发电装机容量185万kW、年发电量为43亿kW·h，再到2013年底发电装机容量12.47亿kW、年发电量5.3万亿kW·h，中国电力工业走过了130余年的历程。也许是历史的巧合，《中国电力百科全书》（第三版）正是在这样的历史新起点上出版。

第三版与第二版相隔十多年，而这十多年恰是中国电力工业改革发展最快的时期，也是中国电力工业由大到强、由量变到质变的时期。《中国电力百科全书》（第三版）综合卷，在继承了第二版优秀成果的基础上，以绿色发展、低碳发展、循环发展的理念为指导，紧扣时代的脉搏，推陈出新，重构体系，主要内容涉及了基本概念、电力工业、世界电力工业、中国电力工业、电力环境保护、电力节能与资源节约、信息技术与电力信息化、电力生产安全管理、电力可靠性管理、电力标准化、电力工业规划管理、电力企业管理、电力基本建设、电力勘测设计、电力生产管理、电力市场与电价管理、科技管理等17个分支，全面、系统、综合、简要地反映了电力工业的基本知识和电力发展的新理念、新特点、新功能、新技术、新经验、新成就。

一、能源、科技与电力工业

电力工业是将化石能源、核能、水能、风能、太阳能等一次能源经发电设施转换成二次能源——电能，再通过输电、变电与配电系统供给用户的基础产业。一部电力工业的发展史，就是通过科技不断进步将更广泛的一次能源高效、清洁、经济地转换为电能的历史。从这个意义上说，能源是电能之母、科技为电能之父，能源与科技的结合产生了电能，而电能是出于能源而精于能源。

1. 能源是电力的基础

人类发展史就是一部文明进步史，也是一部能源发展史。人类社会从原始文明、农业文明、工业文明到正在进入的生态文明形态来看，基本是以能源利用方式的变革为标志的。薪柴的使用引发了原始文明并使人类在火的引导下进入农业文明。炭火开启了工业文明之门，18世纪蒸汽机的发明与利用引发了工业革命，在化石燃料的大量使用下生产力得到快速发展；而19世纪电能的使用，极大地促进了社会经济的发展和人类文明的进步，人类社会进入一个以全球化为标志的发展新阶段，开创了以电为标志的工业文明新时代。进入21世纪，在对农业文明、工业文明继承和创新的基础上，以可再生能源的电能化快速发展为特征的工业革命兴起，标志着生态文明时代的到来。

化石能源的使用是不可持续的。根据英国石油公司统计数据，2012 年世界主要能源探明储量中，已探明石油储量 2358 亿 t，其中中国 2.4 亿 t，占总量的 1%；已探明天然气储量 187.3 万亿 m^3，其中中国 3.1 万亿 m^3，占总量的 1.7%；已探明煤炭储量 8609 亿 t，其中中国 1145 亿 t，占总量的 13.3%。2012 年，世界一次能源消费总量约 178.2 亿 t 标准煤，其中：石油 41.31 亿 t，占 33.1%；天然气 33 144 亿 m^3，占 23.9%；煤炭 53.29 亿 t，占 29.9%；核电 24 766 亿 kW·h，占 4.5%；水电 36 731 亿 kW·h，占 6.7%；其他可再生能源 33915 万 t 标准煤，占 1.9%。在一次能源消费中，主要消费大国消费的能源以标准煤计分别为中国 36.2 亿 t、美国 31.56 亿 t、俄罗斯 9.92 亿 t、印度 8.05 亿 t、日本 6.83 亿 t、加拿大 4.63 亿 t、德国 4.46 亿 t。从 2012 年世界石油、天然气、煤炭等化石能源剩余可采储量即储采（产）比来看，分别为 52.9 年、55.7 年、112 年，中国为 11.4 年、28.9 年、33 年。即便考虑到随着勘探技术、开采技术的发展，储采（产）比会不断增大，但总体来看化石能源尤其是传统的化石能源支持人类社会发展的不可持续性是显而易见的。

能源资源禀赋决定能源消费结构和电力结构。2012 年部分国家一次能源消费量结构比较见图 1。由于中国、印度、澳大利亚等国家具有相对较丰富的煤炭资源，形成以煤炭为主的能源消费结构，煤炭所占比例介于 39.2%～68.5%；美国、日本、德国、法国等发达国家煤炭消费量也占到 25%以上；日本由于能源资源匮乏，所以能源结构中保持了各品种的相对均衡。

一次能源的结构决定了各国的发电量结构。2010 年，世界发电装机容量达 50.93 亿 kW，全年为社会提供电能 21.52 万亿 kW·h。从发电能源构成来看，火电占 67.2%，水电占 16.3%，核电占 12.8%，风能、生物质能及其他能源发电占 3.6%。从发电能力的地域分布来看，欧洲和北美洲的发电量之和占世界总发电量的 48.9%，其次是亚洲占 41.6%，而南美洲、非洲和大洋洲的发电量之和仅占 9.4%。图 2 为 2011 年部分国家的发电量结构，从中可以看出与一次能源结构消费特点的一致性。同时也可以看出，煤炭转换为电力的比重明显高于煤炭在一次能源消费中的比重。

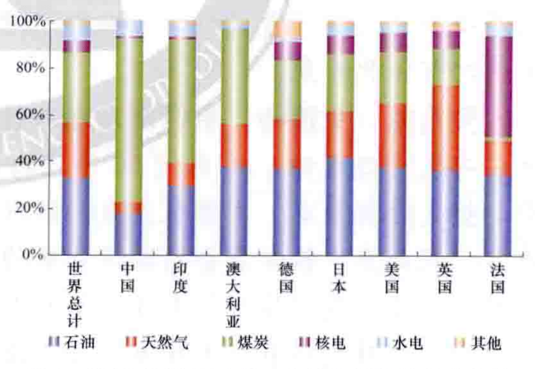


图 1　2012 年部分国家一次能源消费量结构比较

能源的电能化是必然趋势。电力的使用不仅提高了能源的利用效率，而且使以往不能大量用于经济社会发展的能源，如风能和太阳能等可再生能源得以利用。电力还是信息系统和一些新兴产业的不可替代的能源形式。电力增长速度高于一次能源增长速度，这从发电能源在一次能源消费中的比重和电力消费在能源消费总量中的比重的持续增长得到充分反映。中国在 1990～2010 年 20 年间，发电能源在一次能源消费中的比重由 20.8%提高到 41.6%，电力消费在能源消费总量中的比重由 9.05%提高到 21.26%。

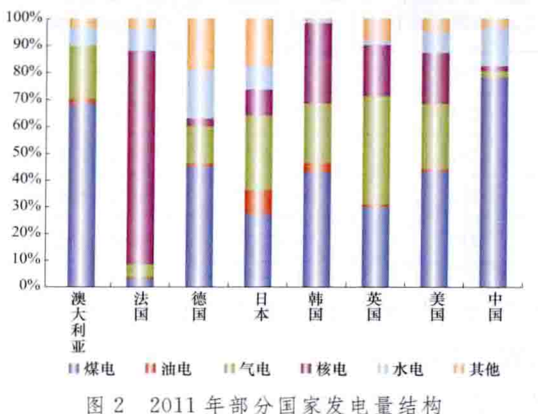


图 2　2011 年部分国家发电量结构

2. 科技引领电力

电力科学技术包括发电、输电与变电、配电与**用电**等技术，电力工业发展史也是一部从理论到实践不断发明创造的科技进步史。

电的理论突破从18世纪开端。1799年意大利物理学家A. 伏特研制出电池，1831年英国物理学家M. 法拉第发现电磁感应原理，奠定了电机理论基础；1866年德国发明家W. 西门子发明了励磁电机；1875年法国巴黎北火车站建成世界上第一座火电厂；1876年美国人A.G. 贝尔发明电话；1879年美国人T.A. 爱迪生发明了电灯；1882年T.A. 爱迪生在纽约建设了世界首座较正规的火电厂——珍珠街发电厂，形成了电力工业的技术体系。

1885年美国人G. 威斯汀豪斯获得了变压器的专利权，并与发明多相交流发电机和感应电动机的N. 特斯拉等人合作，在美国建成了世界第一条1000V交流输电线路。1886年，美国建成首座交流发电厂，由蒸汽机带动1台6kW单相发电机。1891年，德国建成了世界第一条三相交流高压输电线路，标志着输电技术的发展进入了新阶段，电力技术开始向产业化迈进。1913年美国电力工业率先成为独立的公用事业部门，到20世纪30年代完成了电力产业化进程。

从20世纪30年代起，电力从最初仅用于照明、电报等有限范围，迅速扩展到为各个工业部门提供动力，进而深入到国民经济和社会生活的各个领域。20世纪60年代以来，超大规模集成电路元件、微处理器的发展及广泛应用，**计算机技术**的应用和**通信技术**的发展，使电力工业发生了巨大的变化。发电厂和变电站自动化系统、负荷监控和电网调度自动化系统以及管理信息系统的开发、应用和完善化，使电力生产更经济、高效，且更安全、可靠。自20世纪80年代开始，电力工业步入了自动化、信息化的新阶段，进而向智能化发展。

更高效、更清洁、更经济是电力技术发展的基本动力。在世界电源构成中，火电历来占有较大的比例，20世纪90年代以来一直保持在60%以上。**火力发电**分为汽轮机发电、燃气轮机发电、内燃机发电和燃气-蒸汽联合循环发电，以及既发电又供热的**热电联产**等。汽轮发电机组容量随蒸汽参数的提高而增大。30万kW及以上纯凝燃煤发电机组设计热效率及发电煤耗见表1。由表1可知，发展高参数、大容量、高效率、环保型机组及大电厂建设一直是燃煤发电技术发展的方向。

表1　30万kW及以上纯凝燃煤发电机组设计热效率及发电煤耗

机组种类	蒸汽初参数		设计热效率（%）	设计发电煤耗[g/(kW·h)]	设计厂用电率（%）	设计供电煤耗[g/(kW·h)]
	温度（℃）	压力（MPa）				
亚临界30万kW	538/538	16.67	41.3	298	6.7	319.9
亚临界60万kW	538/538	16.67	41.6	296	6.2～6.5	315.6～316.6
超临界60万kW	566/566	24.2	43.6	282	6.2～6.5	300.6～301.6
超超临界60万kW	600/600	25	45.4	271	6～6.2	288.3～288.9
超超临界100万kW	600/600	27	45.7	269	5～5.5	283.2～284.7

从世界范围看，汽轮发电机组的单机容量已由20世纪初的1000kW～1万kW迅速增大到5万、10万、20万、30万、50万、70万kW，1965年达到100万kW，在1972年出现130万kW机组后，机组容量未再增长。世界上装有80万kW以上机组的国家主要

是美国、俄罗斯、日本、德国和中国，得到各国最广泛应用的是60万～100万kW机组。

截至2012年底，中国在运100万kW超超临界机组54台，为世界最多。中国最大的火电厂为内蒙古大唐托克托发电厂，装机容量为540万kW。2011年，中国进一步启动了“国家700℃超超临界燃煤发电技术”开发计划，成立了国家700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟，其目标是开发60万kW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。同时，具有发展前途的高效循环流化床燃煤发电（CFBC）、整体煤气化联合循环发电（IGCC）以及对碳捕集、运输、利用、封存（CCUS）的技术开发和示范工程建设也应运而生。

水力发电技术从1881年英国戈德尔明建成了世界上第一座小型水电站开始。1895年，美国建成交流发电机组总装机容量为3675kW的尼亚加拉瀑布水电站。1910年7月开工、1912年4月运行的中国云南省石龙坝水电站是中国大陆最早兴建的水电站，装机容量480kW。随着建筑水坝技术、材料和机电制造技术的进步，高水坝、大型、特大型水电站建设和大型水轮发电机制造及运行技术水平不断提高。中国于1994年开始兴建三峡水利枢纽工程，2012年全部建成投运，总容量为2250万kW，其中有单机容量70万kW的机组32台，是世界最大的水电站。2012年11月，世界首台单机容量为80万kW的水轮机组在中国向家坝水电站投入运行。

核能发电技术主要是利用受控核裂变链式反应产生的热能发电。核能发电由反应堆、汽轮机和发电机三部分组成。1954年苏联建成世界上第一座核能发电厂。根据**国际原子能机构**2011年1月公布的最新数据，全球正在运行的核电机组共442个，核能发电量约占全球发电总量的16%，正在建设的核电机组65个。全球首批第三代非能动压水堆AP1000核电厂正在中国浙江三门、山东海阳建设之中；世界首座模块式高温气冷堆核电厂示范工程在中国山东石岛湾开工建设。

随着能源和电力技术发展的深入，包括以风力发电、太阳能发电为代表的可再生能源发电技术，微型燃气轮机发电技术，大功率电力电子技术，超导电力技术，大规模储能技术，智能电网技术、微电网技术等将进一步得到发展。风力发电技术具有间歇性、随机性等特点，中国在风电设备的制造、入网消纳、功率预测等方面取得巨大成就，风能已经成为中国仅次于煤炭和水能的第三大发电能源。太阳能发电技术分为太阳能热发电和太阳能光伏发电。太阳能热发电转换效率在14%以上；太阳能光伏发电是将太阳光照射在单晶硅、多晶硅或非晶硅等半导体材料制成的电池板上，将光转换为电能，多晶硅薄膜电池板的转换效率已达13%。微型燃气轮机发电技术是把飞机发动机的燃气轮机小型化，使用天然气等作为燃料，产生高温、高压气体，推进发电机发电，构成分布式能源利用的重要方式。

电网技术包括变压器、开关设备、电压/电流测量装置、输电线路和绝缘器件等一次电气设备技术，电网运行控制、继电保护、安全自动控制、调度自动化和电力通信等二次系统技术，以及电网规划和电网运行管理技术等。电网电压等级由最初的13.8kV，以1～2倍电压级差向高压（HV）35、66、110、220kV发展，20世纪50年代起迅速向超高压（EHV）330、345、500、750kV发展。20世纪五六十年代，欧美各国在发展超高压电网的同时，开始通过电网周边联络线同步联网。欧洲电网主要由欧洲大陆电网、北欧电网、波罗的海电网、英国/爱尔兰电网等跨国互联同步电网构成。中国各区域电网通

过直流异步联网和交流同步联网方式实现了全国互联。2005年9月，中国第一条750kV超高压试验示范工程在西北电网投入运行。2009年1月，晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程投入商业运行，线路全长654km，是当今世界唯一的以全电压运行的特高压工程。2010年6月，世界首个±800kV直流输电工程——云南—广东特高压直流输电工程双极竣工投产，输电距离1373km。2011年12月，青藏联网工程投入试运行，由750kV交流输电线路和±400kV直流输电线路组成，是世界上运行在最高海拔地区的超高压输电线路。

在输变电技术和大电网不断发展的同时，电网二次系统建设不断加强。进入21世纪，继电保护技术、电力通信技术、灵活交流输电技术（FACTS）和电网安全监控技术等电网运行技术迅速发展。

大功率电力电子技术主要包括柔性交流输电技术和直流输电技术，应用于电力系统可以提高输电效率，增强电力系统的可控性，实现电网的快速、连续和灵活控制。超导电力技术总体处于研究和试验阶段，各类超导电力设备均已有试验性的装置问世。大规模储能技术，包括物理储能、化学储能和电磁储能等尚处于发展阶段。智能电网技术在集成的、高速双向通信网络的基础上，通过先进的传感和测量技术，先进的设备技术、先进的控制方法，以及先进的决策支持系统技术的应用，实现电网的可靠、安全、经济、高效、环境友好和使用安全目标。作为大电网的有效补充，微电网技术在降低能源输送损耗、提高电力系统运行可靠性和灵活性等方面具有巨大潜力，同时，也是高效利用时变和间歇性的风电等可再生能源电力和解决边远缺电地区供电问题的有效手段。

二、法规、体制与电力工业

无规矩不成方圆。电能作为“商品”与其他商品一样有生产、运输、销售和使用过程。但电能又是一种特殊商品，其特殊性主要体现在两个方面：其一，生产、输送、分配、使用是在同一瞬间完成，尚不能大规模储存；其二，具有公益性，由于电能自身的规律，要求电力生产必须安全可靠，电力设备要有足够的备用，电源和电网要协调发展，电力生产要有统一的调度管理体系和严格的运行规范。电力规划需要政府制定，企业的行为尤其是电网自然垄断的环节需要政府监管，电价等需要在市场化的规则下辅之以政府调控，运行的技术规则需要行业统一。这些特性使得电力工业必须更要在“规矩”的约束下运行，而这个规矩就是法规以及与此相关的体制。

1. 国外主要国家电力法制建设及体制情况

从国外电力法制建设过程来看，电力法制建设与电力改革密切相关。多数国家都是首先制定一部综合性的电力法，并辅以若干相关法律、法规，共同形成法律体系。综合性电力法在电力相关的法律、法规体系中居于核心地位，为整个电力改革奠定法律基础，其他法律往往是电力法原则在某个方面的具体实施或补充。例如英国以1989年开始实行的《电力法》为核心，辅之以《电网规则》《电力库运行规则》等具体规范；澳大利亚以《国家电力法》为核心，以《国家电力法规》为具体规范构建其法律体系；韩国以《电力事业法》为其电力法律体系核心，以《韩国电力公司法》《电力工业重组基本方案》等作为补充；西班牙、新西兰、阿根廷等国家的情况也基本如此。美国的电力立法则始于1935年的《联邦电力法》，此后又出台《公用事业持股公司法》《农村电气化法》《国家能源法》《公用事业管制政策法》《电力消费者保护法》《能源政策法》等，构建了一整套完整的电力工业管理和电力市场建设的法律法规体系。

各国根据本国国情和法律规定，对电力工业进行了持续改革重组，形成了不同的管理模式和体制。表 2 列出了世界主要国家电力工业管理模式。表 3 为世界主要国家电力工业管理体制。

表 2　世界主要国家电力工业管理模式

国家	电力工业管理模式	各环节的公司类别（指业务范围）				调度和电网的设置模式
		发　电	输　电	配　电	售　电	
美国（改革州）	多样化，但电网调度运营机构独立	（1）垂直一体化公司； （2）发、输、配一体公司； （3）独立发电公司	（1）垂直一体化公司； （2）发、输、配一体公司	（1）垂直一体化公司； （2）发、输、配一体公司； （3）配、售一体公司	（1）垂直一体化公司； （2）配、售一体公司； （3）独立售电公司	分离模式
英国	输电独立，发、配、售电逐步合并	发、配、售一体公司	独立输电公司	（1）发、配、售一体公司； （2）独立配电公司	（1）发、配、售一体公司； （2）独立售电公司	一体化模式
法国	发、输、配、售电垂直一体化	（1）垂直一体化公司； （2）独立发电商	垂直一体化公司（输电公司为全资子公司）	（1）垂直一体化公司（租赁地方配电资产）； （2）配、售一体公司	（1）垂直一体化公司； （2）配、售一体公司	一体化模式
日本	发、输、配、售电垂直一体化	（1）垂直一体化公司； （2）发、售一体公司（PPS）； （3）独立发电公司	垂直一体化公司	垂直一体化公司	（1）垂直一体化公司； （2）发、售一体公司（PPS）	一体化模式
新西兰	输、配电各自独立，发、售电一体化	（1）发、售一体公司； （2）独立发电公司	独立输电公司	（1）独立配电公司； （2）配、售一体公司	（1）发、售一体公司； （2）配、售一体公司	一体化模式
俄罗斯	发、输、配、售电垂直一体化	独立发电公司	独立输电公司	独立配电公司	独立售电公司	分离模式
阿根廷	发、输电各自独立，配、售电一体	独立发电公司	独立输电公司	配、售一体公司	配、售一体公司	分离模式

资料来源：《深化中国电力体制改革绿皮书纲要》（武建东主编，光明日报出版社 2013 年出版）。

表 3　世界主要国家电力工业管理体制

国家	行业（宏观性）管理	经济性监管（价格、准入、质量、反垄断）	社会性监管（环保、核安全）
美国	能源部、能源资源局、内政部矿产管理局	联邦能源管理委员会、各州公用事业委员会	环保署、核监管委员会
英国	能源和气候变化部	天然气与电力市场监管办公室	环境、食品与乡村事务部
德国	联邦经济与技术部、能源署	网络传输监管局、卡特尔办公室、国家竞争局、垄断委员会	环境署，联邦环境、自然保护与核安全部
法国	工业、能源与数字经济部（下设能源总局、气候与能效局），原子能委员会	能源监管委员会	生态、可持续发展、交通与住房部，核安全管理局
日本	政监合一：经济产业省（下设资源能源厅）		环境省及其原子能安全厅、经济产业省（下设核能与工业安全厅）
俄罗斯	能源部、自然资源与环境部	联邦能源委员会、油气管道委员会	自然资源与环境部
印度	电力部、煤炭部、石油和天然气部、核能部、新能源与可再生能源部	中央及各州电力监管委员会	环保部
巴西	国家能源政策委员会、矿产能源部	能源矿产部（下设电力管理局）	环境局
中国	国家能源委员会、国家发展和改革委员会（国家能源局）、水利部、国家原子能机构、国土资源部、国防科技工业局。还涉及国务院国有资产监督管理委员会（简称国资委）、工业和信息化部、科学技术部、商务部、外交部、交通运输部、住房和城乡建设部、农业部等	国家发展和改革委员会（国家能源局）、水利部、商务部、国家工商行政管理总局等	环境保护部（国家核安全局）、国家安全生产监督管理总局等

资料来源：《深化中国电力体制改革绿皮书纲要》（武建东主编，光明日报出版社 2013 年出版）。

从对各国电力管理体制模式的比较可以看出一些规律。一是各国的电力管理体制与其管理模式是统一的，但各国之间没有统一的模式，都是立足本国国情选择合理的管理模式。自20世纪80年代英国电力市场化改革以来，世界上已经有100多个国家进行了电力体制改革，没有一个普遍适用的模式。二是各国都十分重视电力法律法规体系建设，电力管理体制与模式大多按照法律规定设置，立法先行是电力体制改革的共同选择。三是各国电力管理体制和模式均充分结合了本国的政治经济体制、地域特征、资源禀赋等具体国情，其改革目标与电力工业所处的发展阶段密切相关。例如，在输、配是否分开方面，在经济快速发展阶段，输、配一体化管理是最优制度选择。在全球150个发展中国家和转型国家中，有137个国家保持了输、配一体化管理。四是打破垄断，引入竞争是各国电力体制改革的共同方向，发电和售电属于电力工业的竞争性环节，在这两个环节引入竞争机制，逐步开放用户选择权，有效促进电力市场竞争，是世界电力市场化改革的共同趋势。实行发电侧、售电侧放开，在输、配环节实行有效监管下的垄断经营模式，即“放开两头、监管中间”模式是大部分国家的普遍做法。五是各国经济发展历程和所有制结构与电力管理体制、模式密切相关。比如美国经济从建国起就是以私有制为主，市场主体产权清晰，在电力系统发展壮大的过程中形成了比较分散的管理模式。俄罗斯在对前苏联垂直一体化的电力管理体制进行发、输、配、售各环节拆分改革之后，又重新合并重组，回归输、配一体化。中国的电力管理体制、模式与中国以公有制为主体的经济结构是相统一的，电力体制改革与整个国民经济体系的改革是同步的。

2. 中国的电力法治建设及管理体制

（1）法制建设情况。伴随着中国电力工业的发展，中国初步形成了以《**中华人民共和国电力法**》（简称《电力法》）为中心，由行政法规、地方性法规、规章、司法解释等构成的一套相对完整的电力法律体系。1995年12月28日，第八届全国人大常委会第十七次会议通过了《电力法》，中国电力立法取得突破性进展。《电力法》规定了电力事业的基本法律制度，确立了各个法律主体的基本权利义务。根据《电力法》配套了以《**电力设施保护条例**》为首的8项行政法规。同时，电力行业相关行政管理部门制定了相应的部门规章，这些规章在内容上涉及电力市场、电价与电费、电力监管等各个方面。例如，涉及电力市场的部门规章有《电力业务许可证管理规定》（2005年）、《电力市场运营基本规则》（2005年）、《电力市场监管办法》（2005年）等；涉及电价的部门规章有《国家发展改革委关于印发电价改革实施办法的通知》；有关电力监管的部门规章有《**电力可靠性监督管理办法**》（2007年）；涉及配售电与用电的部门规章有《用电检查管理办法》（1996年）、《供电营业规则》（1996年）等；规定电力设施保护的《电力设施保护条例实施细则》（1996年）等。

各地根据不同的实际情况，由地方人大和政府开展了电力的地方立法工作。

中国电力法制建设，对于促进电力工业健康发展起到了积极作用。随着电力体制改革的不断深入，中国应根据电力改革的形势和进展，结合《中华人民共和国物权法》《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国节约能源法》等相关法律法规，积极研究出台《中华人民共和国能源法》，健全完善《中华人民共和国可再生能源法》的配套实施细则。对现行的《电力法》《电力监管条例》《电力供应与使用条例》《电力设施保护条

例》等进行修订，增强法律法规的保障能力。建立符合电力市场化要求的管理理念及配套机制，制定相应的法律法规和产业政策，保证政府对电力工业运行的调控和监管职能的有效发挥。

(2) 电力管理体制。电力是关系国计民生的基础性行业，世界各国由于经济体制、历史文化等条件的不同，电力管理体制也不尽相同。表4为中国电力工业管理体制沿革。

表4 中国电力工业管理体制沿革

主要管电部门	时间	内容
燃料工业部	1949～1955年	统一管理全国煤炭、石油、电力工业
电力工业部	1955～1958年	撤销燃料工业部，分别成立电力工业部、煤炭工业部、石油工业部
水利电力部	1958～1979年	合并水利部与电力工业部，成立水利电力部
电力工业部	1979～1982年	撤销水利电力部，分别成立水利部和电力工业部。期间1980年成立国家能源委（国务院副总理兼主任），协调管理水利部、电力工业部、石油工业部和煤炭工业部，两年后解散
水利电力部	1982～1988年	将水利部、电力部合并为水利电力部。1985年开始大力推行集资办电；1988年国务院批复同意华东电网“政企分开、省为实体、联合电网”电力体制改革试点
能源部	1988～1993年	成立能源部，撤销水利电力部以及煤炭工业部、石油工业部、核工业部，成立石油天然气总公司、统配煤矿总公司、核工业总公司和中国电力企业联合会（简称中电联）。 能源部是国务院统管全国电力工业的行政主管部门，对全国电力实行全行业管理。明确行业管理、规划、政策、协调、立法以及技术标准、定额、行业规章等职权。 将网局改建为联合电力公司，省电力局改建为省电力公司（两者双轨制运行），都是独立核算、自负盈亏的法人实体。 国务院印发《电力工业管理体制改革方案》，明确“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、集资办电”“因地因网制宜”等方针。 另成立电力企业联合会，根据能源部委托，协助行使相应的行业管理职能
电力工业部	1993～1998年	撤销能源部，成立电力工业部和煤炭工业部。 明确指导思想：政企分开、简政放权，由部门管理转向行业管理，加强规划、协调、监督、服务职能。下放和转移对企业人、财、物及经营管理的职能，加强电力行业发展战略、规划、政策、法规和体制改革，监督国有资产保值增值，协调电力生产、建设和集资办电中的重大问题等宏观管理职能。 1995年通过《电力法》，其后陆续颁发《电力供应与使用条例》及配套管理办法。 1997年成立国家电力公司，与电力部两块牌子、两套班子双轨运行。电力工业部继续行使行政管理职能，国有资产经营职能和企业经营管理职能移交给国家电力公司
国家经济贸易委员会（简称国家经贸委）、国家计划委员会（简称国家计委）	1998～2002年	撤销电力工业部，将电力工业部和水利部的行政管理职能移交国家经贸委，行业管理职能移交中电联。 国家经贸委电力司负责电力规划、立法、产业政策、技术标准、技改项目等职能；国家计委负责基建审批、专项规划、电价制定及检查等；财政部、水利部以及环保、安监、工商、技监等部门也有一定的电力管理职能。 各省均不设立专门的电力管理部门。原省电力局（公司）承担的行政管理职能移交给地方综合经济管理部门。 2000年成立国务院电力体制改革协调领导小组，办公室设在国家计委
国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委）、国家电力监管委员会（简称国家电监会）	2002～2008年	国务院印发国办〔2002〕5号文件，实施新一轮电力体制改革。成立国务院电力体制改革工作小组。 对原国家电力公司进行拆分重组，组建五大发电集团、两大电网公司和四家电力辅业集团。 成立国家电监会（正部级），撤销国家经贸委，其原来承担的行业管理、技改投资等职能移交国家发展改革委，市场监督职能移交国家电监会。在中央层面形成以国家发展改革委、国家电监会为主，国资委、财政部等部门相配合的电力管理体系。 国务院办公厅印发《电价改革方案》（〔2003〕63号），建立煤电联动机制；颁布《电力监管条例》，在东北、华东以及南方开展区域电力市场模拟，在吉林、广东等地逐步启动大用户直购电试点。 2005年成立国家能源领导小组（国务院总理兼组长），作为高层议事协调机构。下设国家能源办公室，作为日常机构挂靠国家发展改革委

续表

主要管电部门	时间	内 容
国家能源局、国家电监会	2008～2013 年	设立国家能源局（副部级），为国家发展改革委管理的国家局（前身为2003 年国家发展改革委内设的能源局），负责有关战略规划、项目审批、行业管理以及能源立法与产业政策等，电价审批等职能仍然在其他司局。 2010 年成立国家能源委员会（国务院总理兼主任），作为中国能源领域的最高战略决策和统筹协调机构；办公室主任由国家发展改革委主任兼任，副主任由国家能源局局长兼任，办公室具体工作由国家能源局承担。 2011 年深化主辅分离改革，组建中国能源建设集团、中国电力建设集团两家辅业集团
国家能源局	2013 年至今	2013 年 3 月，国务院将国家能源局、国家电监会的职责进行整合，重新组建国家能源局，不再保留国家电监会。主要进行拟定并组织实施能源发展战略、规划和政策，研究提出能源体制改革建议，负责能源监督管理等方面工作。改革后，国家能源局继续由国家发展改革委管理

资料来源：中电联 2012 年《电力体制改革研究》、吴疆《中国式的电力革命》（科学技术文献出版社 2013 年出版）等。

中国电力法律法规以及管理体制方面存在的问题，需要通过进一步的改革解决。在改革原则上，需要从国情出发，本着生产关系与生产力相适应的原则，科学认识电力工业在国民经济和社会发展中的地位和作用，按照中国能源资源禀赋特点以及经济社会发展阶段、电力企业的所有制性质、电力转型的要求等因素综合考虑、做好顶层设计，坚持立法先行。在改革的取向上，需要发挥市场在资源配置中的决定性作用，坚持市场化改革方向，进一步引入竞争，建立与生产力发展相适应的电力规划机制、电价形成机制和相应的管理体制和法律法规体系，切实转变政府职能，加强政府对垄断环节的监管。

三、行业（专业）管理与电力工业

电力工业在经济社会中具有基础性、支柱性、公用性地位，电力安全是国家安全的重要组成部分，电力产业是资金密集型和技术密集型产业，电能在发电、输电、配电、供电各个环节瞬时平衡，电力产业与一次能源供应、设备制造的上游产业以及电力需求侧的下游产业高度关联……电力行业的这些特点，决定了行业（专业）管理（统称行业管理）具有很强的系统性、规范性、制度性，甚至在某些方面具有军事化管理的特性，这些特性为电力行业管理蒙上了一层神秘的色彩。

放眼世界范围，不同的电力法规和不同的电力体制形成不同的行业管理制度。由于历史原因，中国电力工业的行业管理制度的基础源于苏联模式。随着中国电力工业的改革发展，中国不断汲取世界先进管理经验，结合国情形成了具有中国特色的电力行业管理制度。

1. 电力工业环境保护与资源节约管理

电力工业环境保护贯穿于电力工业各领域。环境保护涉及的内容包括各种电力生产尤其是燃煤电厂生产中大气污染物、水污染物、固体废物、噪声污染等的控制，电力建设尤其是水电建设过程中的生态保护，输变电工程建设和运营期的生态保护和电场、磁场、可听噪声的防治等。中国电力工业的环境保护起步于 20 世纪 70 年代，在 80 年代末期电力行政管理部门就出台了有关火电厂环境监测、前期环境保护、环境影响评价、环境保护考核等行业管理规定和技术标准，进入 90 年代又出台了 40 多项规定，形成了国家电力行政主管部门、省级电力管理部门、**电力企业**三级垂直电力行业环保管理体系，并接受各级政府环保管理部门管理。2002 年电力体制改革以来，电力环保三级管理体系解体。

在电力环境管理制度方面，中国的环境管理制度主要根据《中华人民共和国环境保护法》及相关污染防治法规、生态环境保护法规确定的制度开展，主要有环境影响评价制度、环保设施竣工验收制度、污染物排放实施强制性排放标准制度、限期治理制度、排污收费制度、污染物总量控制要求等。与发达国家的环境保护管理制度相比，中国的环境管理制度主要是命令控制型，还缺乏真正意义上的市场手段。

根据中国资源特点，中国电力资源节约主要包括提高一次能源转换为电力的效率、节约用水、节约用油、节约用地和电力生产过程副产物如粉煤灰、脱硫石膏、废热等的利用。由于资源节约是构成绿色发展、低碳发展、循环发展的基本要素，因此中国的《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国清洁生产促进法》《中华人民共和国循环经济促进法》、环境保护法规以及国家应对气候变化的行动方案都对资源节约提出相关要求。电力资源节约主要由政府行政主管部门、宏观经济调控部门或者经济运行管理部门管理，而在电力行业内部主要由企业的生产管理部门或者环境保护部门合作协调管理。在基本管理制度方面，有基本建设项目的**节能**评价制度、强制性能效标准以及资源节约免税、补贴等政策。

2. 电力工业规划管理

在美国、英国和澳大利亚等已放松管制的电力市场化国家，都没有集中的发电规划，发电容量的增加靠市场提供的经济信号和用电需求信息调节，但一般来说都有统一的输电规划。1973 年第一次世界石油危机爆发后，美国建立了同时将供应方和需求方两种资源作为一个整体进行综合资源规划（IRP）的新理念，电力需求侧管理正是符合这一理念的新的能源管理方法，其核心是对供电方案和**节电**方案进行技术筛选和成本效益分析，形成综合规划方案。电力需求侧管理在美国加利福尼亚州实施非常成功。电力需求侧管理在 20 世纪 90 年代引入中国，主要内容为提高电力资源利用效率，改进用电方式，实现科学用电、节约用电、有序用电所开展的相关活动。俄罗斯政府在发电规划和输电规划方面，加强政府的控制力度，并实施自然垄断投资规划，统一制定电力、天然气以及石油公司的投资规划和发展计划。西欧的联合电力系统规划，包括法国、德国、意大利、比利时、瑞士、西班牙等国家的电力系统，其输电协调委员会（UCPTE）确定了一系列有关输电的安全准则。

1949 年以后中国实行计划经济体制，电力发展规划由政府制定。1978 年改革开放 30 多年以来，中国逐步实施中国特色的市场经济，但基于电力工业的特性和中国的国情，电力发展规划仍然由政府主管部门制定，并分为国家电力发展规划和地方性电力发展规划、综合规划和专业规划等。电力发展规划管理主要是根据**电力需求预测**，提出中期和长期电力总量、结构、布局及重大项目建设计划，并相应提出投资、一次能源生产或进口、水资源、运力、土地占用、出线走廊等外部条件需求，提出政策性保障措施。2002 年电力体制改革后，电力行业规划管理受到削弱。2013 年 3 月，《国务院机构改革和职能转变方案》提出，为完善能源监督管理体制，国务院重新组建国家能源局，并强化能源发展战略、规划和政策的拟定和组织实施。

3. 电力基本建设管理

电力基本建设指通过投资进行建筑、购置和安装固定资产以及与此相联系的其他经济活动，形成电力生产能力的过程。经过多年发展，电力基本建设在项目管理、**工程造**

价管理、工程质量管理、工程技术管理方面积累了宝贵的经验。中国电力工业以实施“三法”（《中华人民共和国建筑法》《中华人民共和国合同法》《中华人民共和国招标投标法》）和“五制”（法人责任制、招投标制、工程监理制、合同管理制、项目资本金制）为主的基本建设市场改革已初见成效，市场总框架已经形成，推进了电力基本建设市场的规范化、法制化进程。电力行业工程造价计价依据体系从20世纪60年代适应计划经济体制的单一计价定额，发展到21世纪与市场经济相结合、门类和品种齐全的劳动定额、费用定额、预算定额、概算定额、估算指标，以及**工程量清单计价**规范和配套的措施费用标准等。

4. 电力可靠性管理

可靠性管理是对设备和系统的全过程质量管理和安全管理，是国际通用的一种先进管理方法。中国电力行业从20世纪70年代末开始引入可靠性管理及其技术，可靠性管理已经成为电力系统工程的一个重要方面，成为评价电力系统全寿命周期经济效益的一个最基本的判断依据。中国电力可靠性管理工作采用政府部门指导，行业协会承担并联合企业开展的方式，即依据相关政府部门颁发的电力可靠性监督管理办法，成立电力行业可靠性管理委员会管理，委员会的具体工作由政府部门与行业协会联合管理的专业机构承担。主要方法是由可靠性管理机构通过应用可靠性技术对电力生产全过程进行监测，制定各类电力可靠性统计评价规程，开展基础数据的采集、统计、分析和发布，提高电力行业和制造业发、输、供电设备的可靠性水平，维护电力系统的安全稳定运行。

5. 电力生产安全管理

电力生产安全管理指在电力生产经营过程中，为保证人身、设施和环境的安全而进行的计划、组织、协调与控制等方面的一系列活动。管理内容包括**安全目标管理**、生产监督、**安全生产责任制**、规章制度、**安全风险管理**、教育培训、**安全文化**建设等20多项。2002年中国电力体制改革后，国家电力监管委员会组建了安全监管局，并制定发布了《国家电力监管委员会安全生产令》《电力安全生产监管办法》《水电站大坝运行安全管理规定》《电力生产事故调查暂行规定》《电力二次系统安全防护规定》《电力可靠性监督管理办法》等法规规章。2004年成立了全国电力安全生产委员会。2005年5月，国务院办公厅下发了《国家处置电网大面积停电事件应急预案》，主要电力集团公司都已制定了各自应对电网重、特大突发事件的**应急预案**和配套的专项预案。中国电力企业在长期的生产经营活动中已经建立了安全生产责任制、反违章管理、事故隐患治理等一系列行之有效的规章制度体系和管理体系。

6. 电力标准化管理

电力标准化管理是电力工业重要的基础型技术工作之一。电力技术规则从本质上看是法规的延伸，由于法规和体制不同，各国的技术规则属性和制定部门、制定程序不尽相同。总体来说，技术标准主要分为**强制性标准**和**推荐性标准**。强制性标准在国际上是技术性法规，推荐性标准可由企业自主选择。标准尤其是强制性标准对于提高生产力、促进科技创新具有强大的作用，但也会影响技术进步或者成为贸易壁垒。

1901年，英国成立工程标准委员会，是世界上最早的国家标准化组织。1906年，**国际电工委员会**（IEC）成立，是世界上成立最早的国际性电工标准化机构。国际电工委员会的工作领域已由单纯研究电气设备、电机的名词术语和功率等问题扩展到电子、电

力、微电子及其应用、通信、视听、机器人、信息技术、新型医疗器械和核仪表等电工技术的各个方面。1963年，美国无线电工程师学会（IRE，创立于1912年）和美国电气工程师学会（AIEE，创建于1884年）合并组成电气与电子工程师学会（IEEE）。它被国际标准化组织授权为可以制定标准的组织，设有专门的标准工作委员会，每年制定和修订800多个技术标准，内容涉及电气与电子设备、试验方法、元器件、符号、定义以及测试方法等。

1930年9月，中国第一个供用电标准《电气事业电压周率标准规则》发布，对促进中国电力工业的发展起到了积极的推动作用。20世纪50年代后，中国电力标准主要应用苏联的标准。20世纪80年代后，能源部、电力工业部和国家经贸委时期，专门设立了标准化管理机构。电力标准化管理体系分为三个层次：国务院有关行政主管部门、中电联和电力行业各专业标准化技术委员会（即专业标委会）。企业标准化工作也是电力行业标准化工作的重要组成部分，一些电网和发电企业在公司内部成立了标准化机构，建立了企业标准化体系。

中国电力标准已经覆盖了火电、水电、核电、风电、输变电以及新能源发电等领域，在勘测设计、施工安装、运行维护、试验检修等主要环节形成了较为完善的标准体系。1995年，中电联编制了《电力标准体系表》（第一版）。2007年，按照建设部的统一部署，电力行业编制了《工程建设标准体系（电力工程部分）》，为电力工程建设标准化工作起到了指导性作用。同时，电力行业积极参与国际标准化活动、采用国际标准，加快特高压、水电工程建设标准的英文翻译工作。

7. 电力科技管理

科技管理是运用管理科学理论及方法对科学技术活动进行的组织和管理工作的总称。中国电力科技管理体系由计划经济体系下高度的集中管理模式逐步转变为政府制定并主导重大科技研究的规划、实施和管理，企业根据市场需求完成新技术的研发和应用转化。2002年电力体制改革后，各电力科研院所脱离国家事业单位编制体制，整体转制为科技型企业，由原国家电力公司一家牵头的电力科技体系，变为多家企业各自建立独立的科技管理体系。企业重视科技创新为电力科技发展注入了新的活力，形成了一批新的有关部委命名的国家电力领域科技研发和工程技术中心及产业技术开发联盟，产出了众多科技成果，尤其是世界领先的特高压交流输电技术获得了国家科学技术进步奖特等奖。

四、电力发展成效

让我们从电力主要功能实现的方面来描述中国电力发展成效并与世界进行比较。

电力总量快速提高，基本满足了经济社会发展的要求，但与发达国家比还有明显差距。

中国电力工业130余年的历史中，一些历史关键点的电力数据是不能忘记的：1882年，上海外滩点亮15盏弧光灯。1911年，全国发电装机容量仅有2.7万kW。1949年，中华人民共和国成立时，全国装机容量只有185万kW，发电量只有43亿kW·h，均居世界第25位，人均年用电量只有9kW·h。1978年，全国发电装机容量达到5712万kW，发电量达到2566亿kW·h，分别跃居世界第8位和第7位；电网已初具规模，建成的330kV和220kV输电线路分别为553km和22672km。2012年，全国发电装机容量已达114676万kW、全年发电量为49865亿kW·h；人均装机容量和

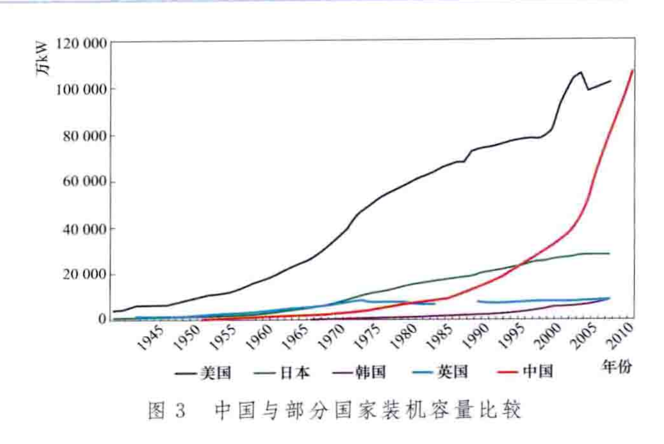


图 3　中国与部分国家装机容量比较

发电量也分别达到 0.84kW 和 3700kW·h。图 3 为中国与部分国家装机容量比较；图 4 为不同发展阶段中国与发达国家人均电力比较。

据统计，到 2013 年底中国总装机容量、总发电量均为世界第一。但与发达国家从实现工业化所需要的电力比较，中国还有明显的差距，而且地区间的不平衡性较大。

2013 年，中国人均装机容量为 0.92kW，为世界公认的工业化完成时人均装机的 92%，考虑到中国“十二五”（2011～2015 年）以来风电、太阳能发电等发电设备利用小时相对偏低的可再生能源装机比重稳步上升，造成整体的发电装机容量有效利用率有所下降，因此中国工业化完成时的人均装机容量将偏高于 1kW 的这个公认水平。

2013 年，中国人均用电量为 3911kW·h，相当于美国 1961 年、英国 1967 年、日本 1975 年、韩国 1995 年水平；为世界公认的工业化完成时人均用电量的 78%。

2012 年底，从人均生活用电量来看，中国人均生活用电量为公认的完成工业化国家的 51%。相对于人均总用电量，人均生活用电量更能体现工业化的水平，因此中国离工业化还有较大差距。

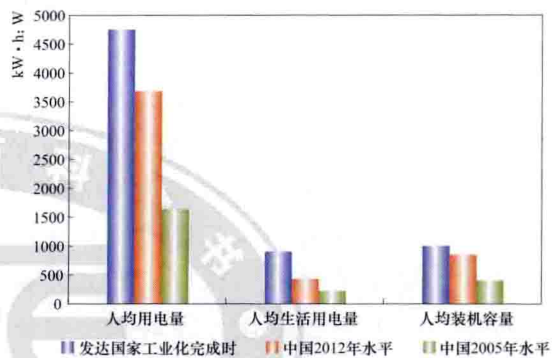


图 4　不同发展阶段中国与发达国家人均电力比较

1. 供电可靠性不断提高

中国已建成世界规模最大、技术最先进、安全等级最高的电网系统。截至 2012 年底，全国电网 35kV 及以上输电线路回路长度 148.0 万 km，与 1990 年 4.64 万 km 相比增长 31 倍多，其中 220kV 及以上输电线路回路长度 50.48 万 km。全国电网 35kV 及以上变电设备容量 44.59 亿 kV·A，与 1990 年的 3.93 亿 kV·A 相比增长 11 倍，其中 220kV 及以上变电设备容量 24.97 亿 kV·A。输变电设备电压等级逐步提升，进一步增强了电力输送能力。表 5 为重要年份 220kV 及以上输电线路长度和变电设备容量。

表 5　重要年份 220kV 及以上输电线路长度和变电设备容量

项目	电压等级	1978 年	1988 年	1998 年	2008 年	2012 年
输电线路长度（km）	220kV 及以上合计	23 207	72 271	143 029	358 898	504 761
	1000kV					639
	±800kV					5466
	750kV				630	10 088
	±600kV					1400
	500kV		5682	20 093	107 993	146 250
	330kV	535	2786	7291	16 717	22 701
	220kV	22 672	63 803	115 645	233 558	318 217

续表

项目	电压等级	1978 年	1988 年	1998 年	2008 年	2012 年
变电设备容量（万 kV·A）	220kV 及以上合计	2528	10 921	33 043	147 598	249 687
	1000kV					1800
	750kV				660	5320
	500kV		1762	6882	52 588	90 625
	330kV	49	375	1065	4665	7714
	220kV	2479	8784	25 096	89 685	144 228

发电设备、输变电设施、直流输电系统、城市和农村用户供电的可靠性水平均有大幅提高，有力地保障了电力系统的安全稳定运行。2012 年，纳入可靠性统计的 10 万 kW 及以上燃煤发电机组等效可用系数为 92.93%；4 万 kV 及以上水电机组等效可用系数为 92.47%；220kV 及以上电压等级架空线路、变压器、断路器三类主要输变电设施的可用系数分别为 99.813%、99.853%、99.965%；城市用户、农村用户平均供电可靠率分别为 99.949%、99.839%。

2. 发电结构改善明显

从发电结构上来看，20 世纪 90 年代以前中国电力结构呈现“水火相济”的特点，水电、火电装机容量之比长期维持在 2∶8 左右。进入 21 世纪以来，发电类型呈现“多元化”“绿色化”的特点，核电与“新兴”可再生能源（区别于水电）如风电、太阳能发电、生物质发电等，发展明显加快，火电装机容量比重逐步下降。到 2012 年底，中国水电装机容量达到 24 947 万 kW，稳居世界第一水电大国地位；核电装机容量达到 1257 万 kW，在建规模居世界第一；并网风电装机容量达到 6142 万 kW，跃居世界第一位，2005 年以来风电装机容量年均增速约为 79%，创造了风电发展速度的奇迹；并网太阳能发电装机容量达到 341 万 kW；其他可再生能源发电，如生物质发电、地热发电等发展提速。2012 年，除火电外，核电和可再生能源发电装机容量达到 32 708 万 kW，占比达到 28.5%；发电量达到 10 610 亿 kW·h，占比达到 21.3%。同时，火电机组也向着大容量、高参数、节能、节水、环保型方向发展，2012 年 60 万 kW 及以上火电机组占比达到 40.15%，比 2005 年提高 28.47 个百分点。

3. 节能减排成效巨大

针对中国燃煤发电为主的现实，中国不断加大节能减排的力度。通过结构调整、提效改造、加装污染控制设备、提高管理水平，全面提高了能源转换和输送效率，降低了污染排放水平。火电厂发电平均效率、供电标准煤耗、污染物控制水平达到国际先进。火电厂供电标准煤耗由 1978 年的 478g/（kW·h）降低到 2013 年的 321g/（kW·h）。

在大气污染物控制方面，大气污染物排放总量得到不同程度的控制，其中：烟尘由 1980 年的年排放量约 400 万 t 降低到 2012 年的约 150 万 t；二氧化硫由 2005 年的年排放量 1300 万 t 下降到 2012 年的 883 万 t；氮氧化物 2012 年的年排放量 900 多万 t，且呈下降趋势。2012 年每千瓦时火电发电量烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放分别为 0.39、2.26、2.4g，达到世界先进水平。

废水及固体废物排放控制方面，采取多种措施处理并回收利用废（污）水及粉煤灰

和脱硫石膏等固体废物，实现了有效减排和资源综合利用。2012 年，中国火电厂每千瓦时发电量耗水量 2.15kg；每千瓦时发电量废水排放量 0.10kg。中国燃煤电厂粉煤灰、脱硫石膏综合利用率分别达到 67%、72%。

在**温室气体**控制方面，电力工业主要通过工程减排、结构减排、管理减排及市场机制减排四种途径减少温室气体排放。其中，工程减排是指通过提高机组能效，降低、捕集与贮存二氧化碳的工艺技术，如采用超超临界发电技术、热电联产技术等；结构减排是指通过提高可再生能源及核能等无碳或低碳发电技术在电源结构中的比重，替代高碳排放煤电，优化电力结构，降低碳排放；管理减排是指通过电力调度顺序、发电权交易和减少厂用电等措施减少碳排放；市场机制减排主要指在电力行业采取清洁发展机制，进行国际合作，利用转让的资金和技术获得经核证的碳减排量，进而减少二氧化碳排放。以 2005 年为基准年，2006～2012 年，电力行业通过发展**非化石能源**、降低供电煤耗和线损率等措施累计减排二氧化碳 35.6 亿 t，碳减排量逐年提高。其中，供电煤耗的降低对电力行业减排贡献最大，约占 52%；发展非化石能源贡献约 46%。

图 5 展示了 1985～2012 年中国煤炭开采和洗选业、石油和天然气开采业、电力热力生产和供应业产品出厂价格指数变化趋势。中国电价呈增长趋势，与石油、煤炭价格增长相比，电价处于较低水平。同时，执行的**差别电价**、环保电价、可再生能源补贴等政策，为经济快速发展、产业结构优化、节能减排提供了基础保障。



图 5　1985～2012 年中国煤炭、石油、电力等价格变化趋势图

展　望

能源是人类生存和发展的物质基础。200 多年来，人类社会已经先后经历了两次工业革命：蒸汽机的发明与广泛应用，煤炭迅速取代柴薪，推动了近代工业的建立和大发展；电力的发明及广泛应用，推动了现代工业的建立和大发展。21 世纪的今天，第三次工业革命——即以新能源技术、智能技术、信息技术、网络技术相融合的可再生能源发电逐步替代传统能源为标志的变革，正如火如荼地进行。

中国总体上仍处于工业化中后期，电力消费增速虽然有所趋缓，但根据经济社会的发展要求和能源的可持续发展要求，未来几十年电力消费仍将保持一定增长趋势，电力工业仍然有较大发展空间。未来电力工业的发展将以绿色能源为源，以智能电网为本，共同构成经济社会发展的新基石、新动力。在一定意义上讲，没有智能电网就不可能有绿色能源的大规模发展，而没有绿色能源的发展智能电网也将失去发展的重要动力。

站在历史的新起点上，一个更加灿烂的新电气化时代正向我们走来！

•综 合 卷•

第一版前言

电力工业是生产和销售电能的行业，是国民经济的基础产业之一。

与其他行业相比，电力工业有许多显著的特点。电力工业能广泛地把各种一次能源（如煤炭、石油、天然气、核燃料、水力、风力、潮汐、地热等）转换为电能，供国民经济各部门和人民生活使用。电力工业是公用事业，是以国民经济各个部门和全体城乡人民为服务对象，昼夜不间断地向他们供应电力，其服务对象和服务范围是最为广泛的。电力工业的产品是无形的，产、供、销是同时完成的，在现代技术条件下还不能直接地、大量地储存，电能的生产和消费必须随时保持平衡，电能的质量（电压、频率、波形等）直接影响工农业生产的产量和质量，影响人民生活的质量。突然发生停电事故时，将会造成巨大的经济损失和引起社会的紊乱，因此电力工业的生产设备必须可靠，生产必须安全，生产过程必须实行高度的自动化，电力设备的容量必须有足够的备用容量，以保证电能的安全生产、电力设备的检修和满足用户用电负荷增长的需要。电业生产人员必须有较高的技术水平和业务素质。电力工业的根本任务是为国民经济和人民生活提供充足、可靠、合格、廉价的电力。

电力工业的特点，决定着电力工业具有特殊的地位和作用。例如，电力工业对促进国民经济、科学技术的发展和人民生活水平的提高具有不可替代的作用；电力工业对贯彻国家能源政策、促进一次能源的合理开发和利用、解决能源资源分布不平衡以及能源资源分布与经济开发不一致的问题具有最直接、最有效的作用。因此，世界各国都非常重视电力工业的建设和发展。电力工业发展的水平，已成为衡量一个国家现代化程度和人民生活水平的重要标志。

电力工业的特点及其作用，又决定着电力工业有许多特殊的发展规律。例如，电力工业必须采用高效率、大容量的发电机组，高电压的输电线路，高度自动化的控制设备，建设大的电力系统，实行统一规划和统一调度，才能更合理地开发和利用能源资源，根据水电、火电、核电的特点实行最经济的运行调度，适应用户负荷的变化和突然的冲击，实现安全可靠的供电，降低设备的投资和发电的能耗，实现向用户供应廉价的电力；电力工业的发展需要国家从法律上、政策上、经济上给予扶持，同时又需要国家对电力工业实行严格的监督，保护用户合法的用电权利和合理的经济负担；电力工业必须有自我发展的能力，必须通过电费的收入来筹措电力建设的资金，需要国家从政策上规定电力工业保持合理的资金利润率，在贷款和税收上给予优惠，保证电力工业能不断增加发供电能力，以满足社会不断增长的电力需求。

电力工业的发展，不仅要依靠科技的进步，还要依靠先进的管理，需要了解世界各国当代电力工业发展的水平和借鉴各国电力工业发展的成功经验。为此，作为一部大型的电力专业百科全书——《中国电力百科全书》，除了对有关电工技术、电力系统、发电、输配电、用电等的科学理论和专业技术知识分别由电工技术基础卷、电力

系统卷、火力发电卷、水力发电卷、核能及新能源发电卷、输电与配电卷、用电卷给予介绍外，还专门设置了一卷——综合卷，就是从电力工业整个行业的角度出发，总结和介绍自1879年世界上出现第一个商用发电厂以来电力工业发展的经验和管理的知识，反映当代世界各国电力工业发展的水平。综合卷原设计的框架包括基本概念、国外电力工业、中国电力工业、企业管理、科技管理、计划管理、勘测设计、基本建设管理、生产管理、物资管理、财务管理、电价、劳动管理、审计、教育等15个分支，分别介绍当代世界一些国家和中国各省市自治区电力工业发展的概况，以及电力工业各方面的管理知识。

近十几年来，中国的经济体制正在进行改革，由高度集中的计划经济体制向社会主义市场经济体制变革，电业的管理体制也在相应变化，过去的一些管理体制和方法已经改变。例如，电力建设的资金筹集渠道增多了，基本建设和物资的管理都有较大变化；电业管理也逐步向国际通行的管理靠拢。为了适应中国经济体制改革的需要，综合卷在分支设置和条目内容方面曾经一再修改，力求多介绍一些国外通行的知识。

综合卷的条目大部分是属于管理性的条目。作为百科全书，本应介绍人类共同的知识、成熟的知识，但是由于管理与各个国家的社会制度和各个历史时期的情况密切相关，往往差别很大，很难统一为人类共同的知识和成熟的知识，因此在撰写综合卷释文时力求多介绍一些国际电业界通常采用的各种管理方式，以资读者参考，并力求作具体的介绍，以便读者分析、思索和研究。经过参与综合卷条目释文撰写、审查的所有撰稿人、审稿人、各分支主编和副主编、卷主编和副主编等的努力，广泛搜集、整理了国内外大量的文献资料和考察资料，并经过反复切磋，在原撰写条目释文的基础上又做了大量的补充、修改、改写工作，精心锤炼，力求书稿达到开卷有益，能为今后电力工业的发展提供较大参考价值的知识。综合卷的编纂，实际上是参与工作的所有专家、教授的集体智慧的结晶，集体创作的成果。

在综合卷的编纂过程中，得到了电力系统内外众多单位的帮助和支持，在此谨表示诚挚的感谢。

综合卷（第一版）编审委员会

1995年5月

·综 合 卷·

第二版前言

《中国电力百科全书》全书共分8卷。本卷以外的7卷完全是按照专业体系设置的；属于跨专业体系的知识内容，主要是有关电力工业的基本知识、中国和世界各国电力工业的基本情况以及电力企业各项管理的内容，一般都纳入本卷。综合卷的这一定位，一、二两版都是一致的。本卷分支的设置，第一版是16个，通过适当的合并、扩充和更名，调整为第二版的13个，保留了第一版的基本框架。

本卷第一版出版以来，以其内容的综合性和实用性，受到读者的欢迎和好评。但在第一版问世后的几年时间里，本卷所涉及的内容在许多方面都发生了相当大的变化：在世界范围内，可持续发展进一步成为电力发展的战略；电力技术作为可持续发展的桥梁，其发展呈现多种模式；电业管理体制和经营方式正在发生深刻变化，由垄断经营逐步转向市场开放；中国电力工业的生产能力继续大幅度增长，长期以来严重缺电的局面得到了扭转，电力体制改革日益深化，企业管理尤其是经营管理进行了重大改革。编纂本卷第二版的任务就是，在保留一版适用内容的同时，力求充分反映以上变化，通过删繁就简、增补更新，使本卷具有先进性、实用性和前瞻性，以期达到读者开卷有益的目的。

这一要求主要反映在条目的设置和释文内容上。例如：

——在电力工业分支中，通过重新撰写的"电力工业"条目和新增的"电力工业科技进步""电力工业环境保护""电力工业节能""电力信息化"等条目，更加准确和清晰地阐述了电力工业的特点、在能源中的地位及其可持续发展，以及电力工业中的信息化等当代电力工业最基本的内涵。

——在世界电力工业分支中，改写后的"世界电力工业"，不仅多侧面地反映了世界电力工业的发展规模和技术，对与可持续发展密切相关的洁净煤发电技术等做了重点介绍，还对小型分散发电技术的发展动向及电力经营管理体制的变革做了必要反映。关于一些国家的电力工业概况，在更新资料的同时，进行了必要的增删。

——在中国电力工业分支中，改写后的"中国电力工业"，按中华人民共和国成立前的70年和成立后的50年两个阶段的基本情况做了阐述，着重反映了发展最快的1978年以来的情况及其主要特点，同时对电力工业的发展战略及管理体制做了反映，对21世纪初期中国电力工业的改革和发展做了展望。对内地各省、直辖市、自治区及中国香港、澳门、台湾电力工业的资料、数据进行了全面更新。同时删减了非电力工业的条目。

——有关企业管理的9个分支，都进行了不同程度的更新。其中，企业管理分支作为领头分支，在"企业管理"中对涉及电力企业管理的主要内容做了扼要介绍；根据20世纪90年代中期以来进行企业管理改革和建立现代企业制度的理论和实践，新增了"企业组织""法人治理结构"以及反映新的生产模式、管理方式和理念的"计

算机集成制造系统（CIMS）”等。计划管理分支强调了在计划管理中要充分发挥市场在电力资源配置中的基础性作用；在电力规划中新增了企业规划的内容，增补了“电力需求预测”及一系列预测方法的内容。生产管理分支强调了生产管理与经营管理的结合，新增了“电力系统安全优质运行”“核电厂的运行管理”“电力生产运行重要制度”“设备质量监测”等内容，对“技术监督”“设备诊断技术”等进行了更新，并在相关条目中引入了“状态检修”“设备免检修”等新理念。科技管理分支新增了“科技成果转化”“技术创新”，特别是“知识经济”的内容。基本建设管理与勘测设计管理两个分支关系密切，在这次修订中从条目设计到最终定稿均进行了统筹运作。勘测设计管理分支，侧重阐述各项管理工作的内容，尽量少涉及具体的技术内容；作为基本建设程序一部分的各阶段设计工作的内容，统一在基本建设管理分支中反映，使该分支重点突出，条目精减80%。基本建设管理分支也做了大幅度的更新，突出的是新增了系统介绍90年代以来在项目管理上推行的“五制”（项目法人责任制、招投标制、工程监理制、资本金制和合同管理制）的内容及“达标投产”等。人力资源开发与管理分支，新增了人力资源及其预测、规划、开发、配置，经营者管理等一系列条目，新增了发、供电企业劳动组织与定员，职业技能鉴定，特别是新增了反映90年代以来在该领域工作中取得明显成果的“电力企业岗位技能工资制”“岗位劳动评价”及“社会保障”“电力企业养老保险”等内容。在本卷第二版编纂过程中，经历了中国教育体制的重大改革。有关电力教育与培训的内容，既反映了近年来工作的基本情况，又基本上反映了截至出版时的现状。电力市场与电价分支，电力市场部分全是这次新增的，对电力市场的各个要素及若干国家电力市场的基本情况做了较为系统的介绍；根据新的形势改写后的“电价”，对电价的特点、体系、各种不同的电价形成机制、中外电价情况和水平等进行了较全面的阐述。近几年财会工作从理论到实践都发生了深刻变化，因此财会与审计分支是管理各分支中变化最大的分支之一。主要反映在资金方面的“资金筹集”“发行股票”“发行债券”“资信评级”“资金成本”“资本结构”，资产方面的“对外投资”“无形资产”“递延资产”“现金流量管理”，国有资产管理方面的一系列条目，会计方面的“财务会计报告”“管理会计”“会计信息管理”，以及“预算管理”“财务风险管理”“财务评价指标体系”“金融”等条目中。审计方面，从第一版的2个条目扩充到13个条目，涵盖了从审计分类、程序、方法到各方面的审计工作的主要内容。

修订后的本卷第二版共有618条133.7万字，与第一版的679条128万字大体相当。在618条中，新增的约42%，重写的约11%，大改的约33%，即新增、重写、大改的条目共占85%以上。这是本卷所涉及的条目内容大都变化既快又大这一特点所决定的。

本卷条目释文所引用的数据和情况，国内部分，一般截至1999年底，部分有关资料及大事年表反映至2000年底；国外部分，由于缺乏可靠的新近资料来源，多是截至1997年或1996年，其中一部分数据由于来源和统计口径不同，虽经我们反复核对，仍难免还有不一致的地方，请读者谅解。

作为百科全书，条目释文应是人类共同的、成熟而稳定的知识。鉴于本卷编纂对象的上述特点，实现这一要求无疑是一大难题。在本卷修订中，力求做到客观表述，

并使其具有前瞻性和先导性。我们认为，本卷如能对读者在变化着的环境中观察、了解、分析、思考和研究电力事业及其管理有所裨益，也就达到了编纂本卷的目的。

参加本卷修订的专家、学者、教授共有300余人。两年来，他们付出了辛勤的劳动，在此向他们致以诚挚的感谢。在本卷修订过程中，得到了电力系统内外很多单位的帮助和支持，包括国家电力公司科环部及有关部门、中国电力信息中心、中恒信会计师事务所、中国电力财务有限公司、国家电力公司财会研究所、国家电力华中公司和华东公司、华北电力集团公司、华北电力大学、北京电力管理干部学院、广东电力集团公司、中电联、国家计委产业经济与技术经济研究所、香港中华电力（中国）北京代表处以及所有为本卷编纂提供资料的单位，在此深表谢意。

由于编者水平所限或工作疏漏，本卷还存在不少不足之处。我们诚恳地期盼各方指正。

综合卷（第二版）编审委员会

2000年12月

条目分类目录

说　明

一、本目录供分类查检条目之用。

二、有的条目有多种属性，可能在几个分支学科和分类中出现。例如，“电力需求侧管理”条目既列入“电力节能与资源节约”分支，又列入“电力市场与电价管理”分支。

三、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

四、凡加有［　］者，不是条目标题，而是分类集合的提示词。例如［能源开发利用］［国外电力工业］。

[电力环境保护]

[电力节能与资源节约]

[信息技术与电力信息化]

电力生产安全管理 …… 85



Agenting dianli gongye

阿根廷电力工业 (electric power industry in Argentina) 阿根廷共和国，简称阿根廷，位于南美洲东南部，东濒大西洋，南与南极洲隔海相望，西邻智利，北与玻利维亚、巴拉圭交界，东北与乌拉圭、巴西接壤，总面积278.04万 km^2（不含马尔维纳斯群岛和阿根廷主张的南极领土）。截至2011年底人口为4080万人。阿根廷能源资源丰富，主要有石油、天然气和水能资源。根据英国石油公司统计数据，截至2011年底，其探明可开采储量，石油为3.48亿t，天然气为3400亿 m^3。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，阿根廷经济可开发水能资源量780亿kW·h/a。根据联合国统计数据，2009年阿根廷铀资源的理论储量为10400t。

发电量及其构成 2010年，阿根廷发电量达到1214亿kW·h；其中火电占65.7%，核电占5.7%，水电占26.8%，其他电源占1.8%。2008年以来，阿根廷火电发电量占比约65%，水电发电量占比呈下降趋势，核电发电量占比约6%，风电及其他能源发电量占比逐年小幅增加。表1列出了阿根廷发电量及其构成。

表1 阿根廷发电量及其构成

年份	发电量（万kW·h）	构成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	510	50.0	14.3	35.6	0.1
1995	672	49.2	10.5	40.2	0.1
2000	890	59.8	6.9	32.4	0.9
2005	1055	59.9	6.5	32.2	1.4
2008	1150	67.6	6.0	24.9	1.5
2009	1151	64.1	6.7	27.8	1.4
2010	1214	65.7	5.7	26.8	1.8

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

装机容量及其构成 截至2010年底，阿根廷发电装机容量3288万kW，其中火电占66.3%，核电占3.1%，水电占30.6%，其他电源占0.1%。阿根廷火电装机比重高于50%，1990年以来，火电装机占比呈上升趋势；水电是仅次于火电的第二大电源，占比达到30%以上，但1990年后呈下降趋势；核电和其他能源发电均无明显增长。表2列出了1990年以来阿根廷装机容量及其构成。

表2 阿根廷装机容量及其构成

年份	装机容量（万kW）	构成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	1721	55.6	5.9	38.4	0.1
1995	2023	53.8	5.0	41.1	0.0
2000	2635	59.6	3.9	36.4	0.1
2005	2819	61.3	3.6	34.9	0.1
2008	3098	64.3	3.3	32.3	0.1
2009	3213	65.5	3.2	31.3	0.1
2010	3288	66.3	3.1	30.6	0.1

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

（1）火电。阿根廷电源结构以火电为主，蒸汽联合循环装机占主导地位。

（2）水电。水电在阿根廷电源中占有重要地位。截至2010年底，最大的水电站是1998年建成的亚西雷塔水电站，装机容量为300万kW。位于巴拉那河上，由阿根廷与巴拉圭共同投资建造，生产的电力按投资比例分配。

（3）核电。阿根廷有两座大型核电厂。一座是阿图卡核电厂，1号机组容量为36万kW，1974年6月投入运行；2号机组正在建设中，预计2014年底投入运行。另一座是伊巴尔塞核电厂，只有一台机组，容量为64.5万kW，1984年1月投入商业运行。

（4）风电。阿根廷拥有丰富的风能资源，但风电发展缓慢，2005年风电装机容量3.1万kW，到2010年仅为3.3万kW。阿根廷东部平原和西北部地区是发展太阳能光伏发电的理想选择，有待开发利用。阿根廷政府从上网电价、电网接入规定等方面积极支持风电等非水可再生能源的发展，并制定了到2016年非水可再生能源发电量占一次能源消费总量8%的目标。

电网 阿根廷输电线路电压等级包括500kV干线、220kV和132kV。截至2012年底，阿根廷132kV及以上输电线路总长度为30837km，主要由500kV和132kV线路组成，分别为13194km和15117km（见表3）。

阿根廷电网与邻国巴西、智利、乌拉圭、巴拉圭和玻利维亚的电网相连，有电力交换。2011年阿根廷进口电量109亿kW·h，出口电量13亿kW·h。

表3 2012年阿根廷输电线路长度（km）

电压等级		500kV	330kV	220kV	132kV	合计
地区输电系统	库乔地区	0	0	641	611	1252
	科马乌埃地区	0	0	0	1215	1215
	布宜诺斯艾利斯	0	0	177	5583	5760
	东北部地区	0	0	30	1407	1437
	西北部地区	0	0	0	4422	4422
	巴塔哥尼亚地区	0	1116	0	1873	2989
	总计	0	1116	848	15111	17075
全国高压系统		13194	0	562	6	13762
合计		13194	1116	1410	15117	30837

资料来源：《阿根廷电力市场管理公司年报2012》。

发电设备利用小时　2007～2010年，阿根廷发电设备利用小时为3807～3983h，较为稳定。其中，核电设备利用小时最高，超过7000h；火电设备利用小时较低，为3752～4241h；水电设备利用小时受降水影响，为3151～3503h。阿根廷发电设备利用小时情况见表4。

表4　阿根廷发电设备利用小时（h）

年　份	2007	2008	2009	2010
设备平均利用小时	3961	3983	3807	3832
其中：水电	3176	3151	3503	3375
火电	4220	4241	3752	3897
核电	7089	7200	8018	7044
其他	2138	1448	1321	833

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

用电构成　从2010年的用电构成来看，工业用电仍占主导地位，居民生活用电和商业、服务业用电居其次；交通运输业和农业、渔业用电比重很低，分别只占总用电量的0.6%和0.7%。阿根廷用电量及其构成见表5。

表5　阿根廷用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	农业、渔业	交通运输业
2008	1112	46.6	28.1	24.1	0.7	0.6
2009	1105	44.9	29.3	24.5	0.8	0.6
2010	1174	45.1	29.2	24.4	0.7	0.6

资料来源：国际能源署历年《非经济合作组织能源统计》。

管理体制和机构　阿根廷的电力事业始于1899年，改革前为国有企业。1989年阿根廷政府颁布23696号法案，该法案要求政府行政部门对国有企业进行重组和私有化。1992年，政府颁布了电力调整法案24065号法案。按照该法案的要求，阿根廷对电力行业进行了重组和调整，垂直一体化电力公司的发、输、变、配电分开，各自单独成立公司。同时，建立电力批发市场，并引入零售竞争。

阿根廷政府的电力管理部门是经济部的能源委员会秘书处。该处下设电力批发市场管理公司（CAMMESA）和国家电力管理委员会（Ente Nacional Regulador de la Electricidad，ENRE），由这两个机构管理阿根廷的电力市场。此外，还设有大坝安全委员会和水资源管理及环境保护委员会。其中电力批发市场管理公司（CAMMESA）负责电力批发市场的管理工作，它是一个独立的非营利公司，由政府、发电公司、输电公司、供电公司和电力大用户组成，经费来自政府和发电公司，下设运行中心，负责电力市场的调度运行管理。阿根廷输电公司成立于1993年，拥有并负责运营输电网。配电公司共有3家。

阿根廷电力市场化改革的主要内容包括：①结构重组，将联邦政府拥有的4个最大的电力公司分解成发电公司、输变电公司、电力库以及配电公司。②私有化，对联邦政府及省级州拥有的电力公司进行私有化改造。③自由化，发电和供电领域可自由进出。④电网对所有发电公司及大型零售用户开放。⑤自愿型电力库，所有发电公司、配电公司及大用户均可自愿参加。

阿根廷电力市场的主体包括政府（由阿根廷经济部能源秘书处代表）、发电企业协会、输电企业协会、配电企业协会、大用户协会5部分。这5部分共同组成电力市场管理处，政府代表对电力市场管理决策拥有一票否决权，使电力市场管理调控工作基本控制在政府手中。发电企业协会由包括国有公司在内的独立发电公司组成。发电企业利润主要来自售电和向系统提供备用容量的收入。电力输送主要由一个输电公司和多家配电公司完成。多数配电公司已实现私有化，少数归省政府所有。在电力市场中，各电力公司开展竞争，实行同网、同质、同价，发电成本低的机组带基荷，否则带峰荷。输变电公司和配电公司为特许经营。（见阿根廷电力交易市场）

Agenting dianli jiaoyi shichang

阿根廷电力交易市场

（electricity trading market in Argentina）　阿根廷是南美发展中国家，属于联邦制政体。1991年，阿根廷政府着手进行电力工业重组，发布了电力改革纲要，确定了改革后电力工业的管制框架。自1992年政府开始对国有电力企业实施私有化改造以来，阿根廷电力交易市场发生了巨大变化，垂直一体化的阿根廷国营电力公司被解捆，进而私有化，建立了电力批发市场，引入了零售竞争。

市场主体　阿根廷电力工业已完全拆分为发电、输电和配电企业，这些企业间的所有权交叉极其有限。大部分发电公司为私人所有，仅有少数为联邦政府所有。不允许输电公司拥有发电或配电资产。多数省级电力公司只负责配电。大用户可以从电力批发市场购电，但是配电企业针对所有居民和小用户的零售电价均需通过国家电力管理委员会（ENRE）的审批，所以售电领域对用户供电仍处于垄断状态，即政府仍要对电力销售企业进行规制。因此，参与竞争的电力交易市场主体包括发电公司、输电公司、配电公司和大用户。

发电公司　私有化后，大布宜诺斯艾利斯电力公司（SEGBA）分割成6家发电公司；国营水电公司（AyEE）分割成12家火电公司和4家水电公司；巴塔哥尼亚水电公司（Hidronor）分割成5家水电公司。阿根廷约有40家发电公司参与市场竞争。发电容量的扩展是市场自发的，没有具体部门负责发电规划。新的发电扩展计划不需要特许权，但是必须在能源委员会（SE）登记。为防范市场份额的扩张，每个发电公司的装机容量在市场中所占份额不得超过10%。另外，除自身扩容项目外，不允许发电公司拥有输电资产。发电厂只能建设连接到网络或直接到用户的线路。

输电公司　对大布宜诺斯艾利斯电力公司、国营水电公司和巴塔哥尼亚水电公司3家公司的输电设施进行了整合，成立了阿根廷输电公司（TRANSNEA）及6家地区输电公司。阿根廷输电公司拥有并负责运营220～500kV线路，地区输电公司负责运营132～400kV线路。输电公司要想获得特许经营权，需要经过竞争且要周期性地更新。发电和供电公司仅允许持有输电公司的少量股

份。输电公司不能买卖电能，也不能在发电及供电公司中持有股份。输电费用根据输电公司的成本、税金与规定的利润确定。输电费用的收取标准和方式要经国家电力管理委员会批准。输电费包括：①用于回收输电投资的固定分量；②用于回收运行和检修成本的可变分量。要求输电系统所有者向所有输电用户提供无歧视的接入输电网络与输电服务。

配电公司　原来的联邦电力部门拥有的配电资产被分成由3家配电公司（Edenor、Edesur和Edelap）经营的3个拥有99年特许经营权的特许经营区——2个在布宜诺斯艾利斯，1个在拉普拉塔。特许经营权要经过竞争才能获得，且要周期性地更新。对特许经营区设定价格上限，每10年修订一次，每次修订期间，允许特许经营权拥有者放弃许可证及允许新的竞争者对特许经营权进行竞价。许可证合同中确定了对所有居民和小用户的服务要求，同时也保证了许可证获得者的服务垄断权。这3家公司使配电系统的私人占有率达75%，其余供电公司仍然掌握在省级政府手中，但是所有权结构将随着改革的深化而改变。

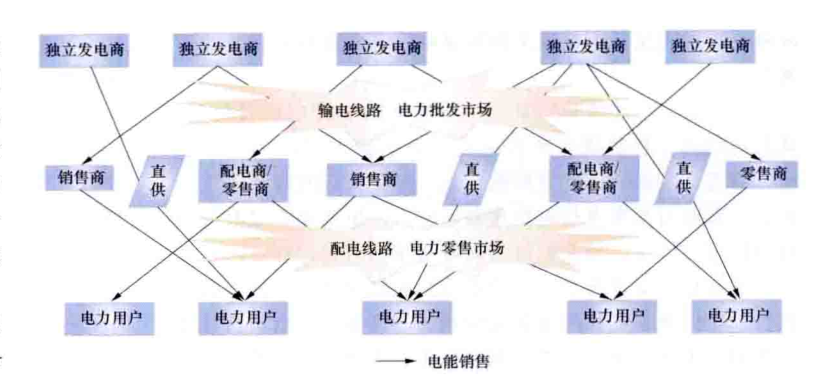
大用户　大用户可以直接从电力批发市场购电，也可以支付一定的转运费，从第三方（即非本地电力供应商）购电。一般情况下，发电商（或第三方）和大用户之间的合同可自由决定期限、条件、价格和交易量。合同期通常是一年。水电企业因受气象等因素的影响，只能签订预计发电量70%的合同。火电企业签订的合同及自耗电量的总和不能超出自身的发电能力。大用户被分为主要大用户（GUMA）、次要大用户（GUME）和特殊大用户（GUPA）3类，这些大用户具有不同的合同职责和参与特权。

（1）主要大用户。最大需求1MW，能量合同规定负荷率最小为50%。

（2）次要大用户。最大需求为100kW～2MW，所有能量和容量需求都由一个发电商提供。

（3）特殊大用户。最大需求为50～100kW，未来一年的全部能量和容量需求由一个发电商提供或由市场运营商提供。

电力交易市场模式　阿根廷电力交易市场模式的建立参考了英国（电力工业的垂直和水平拆分）和智利（开放批发市场和边际成本定价，对大用户开放）的电力工业改革经验，同时也有所创新（主要体现在控制垂直和水平解捆后实体的所有权集中度方面），最终形成了发、输、配、售完全分开的市场结构模式。改革后的阿根廷电力交易市场模式（见图）允许所有的用户自由选择供电商，因此相互竞争的发电商可以向任何人售电，不过小用户通常还是通过联营体或零售公司购电。



阿根廷电力交易市场模式

电力交易市场分类　阿根廷的电力交易市场，依据区域可划分为电力批发市场（MEM）和南巴塔哥尼亚电力批发市场（MEMSP）。电力批发市场拥有95%的装机容量，而南巴塔哥尼亚电力批发市场的规模很小。电力批发市场由电力批发市场管理公司（CAMMESA）管理，是阿根廷电能商品的主要交易市场。电力批发市场的参与者为发电公司、输电公司、配电公司、大用户和电力经销商。电力批发市场同时包含现货市场和期货合同市场。现货市场是根据经济原则进行调度，按考虑输电约束各节点的短期边际运行成本结算。期货合同市场纯粹是金融性的。南巴塔哥尼亚电力批发市场属于电力批发市场，其市场类型与电力批发市场相同，但规模较小，约是电力批发市场的1/20。从市场参与者数量及市场规则的角度来看，阿根廷电力批发市场是高度竞争的。在电力批发市场中，约有40家发电公司参与竞争。随着零售侧放松管制，市场参与者日益增多。

依交易商品的不同，阿根廷的电力交易市场可分为电量市场、容量市场和辅助服务市场三种。

电量市场　包括现货市场、季节性市场和期货合同市场。

（1）现货市场。所有接入高压电网的发电公司按经济原则进行调度。主要大用户可以进行需求侧投标。现货市场价格计算时考虑的因素有无阻塞情况下的系统边际成本、容量支付成本、辅助服务成本以及节点因子（该因子反映了与一个特定节点相关的输电阻塞成本平均值）。

（2）季节性市场。该市场用于稳定配电用户的电量、容量和辅助服务价格。所有供电公司的购买成本最终都将通过售电市场价格转移给用户。电力批发市场管理公司每90天做一次仿真计算，以确定未来90天的市场价格，该价格根据未来90天的实时价格波动进行调整。

（3）期货合同市场。所有市场成员都可以参与，且每个参与者可以自由地商谈电量和容量合同。

容量市场　容量补偿费用是现货市场和季节性市场价格的组成部分。补偿费是按这些电厂接受调度的尖峰小时可用容量10美元/kW计算。结果是大多数系统内发电公司获得的容量费用为7～10美元/kW。而根据传统的按月计价的容量费用方案，容量费用为4～7美元/（kW・月）。由于容量费用的成本是计入现货市场和季节性市场的电能价格之中的，期货市场买卖方在确定合同电价时也会计及容量费用这个因素。

辅助服务市场　电力批发市场管理公司提供辅助服务并确定相关费用，费用计入现货市场和季节性市场的电量价格之中。同容量费用一样，期货市场买卖方在确定合同电价时也会考虑辅助服务费用。

电力交易市场管理机构　包括能源委员会（SE）、电力批发市场管理公司（CAMMESA）和国家电力管理委员会（ENRE）。

能源委员会　阿根廷经济部负责能源工业的事务，并由能源委员会代表其行使权力。能源委员会负责制定国家能源

政策，为电力交易市场定义调度准则。还负责电力行业的监察等。

电力批发市场管理公司　一个独立的非营利私营公司，该公司的成员包括国家负责电力工业的政府部门和4个发电、输电、配电和市场方面的代表。经费来自政府和发电公司，负责电力批发市场的管理和运行，还负责根据现有规则对电厂进行调度，使它们能进入电力交易市场运行。

国家电力管理委员会　为电力行业制定技术、安全和运行标准，批准输电和配电企业的费率。该委员会负责监督受监管的输电和配电企业遵守现有法律、规则、运行准则，包括服务质量、环境标准等，负责保护市场，避免出现垄断行为；负责解决行业内争端，保护用户利益。国家电力管理委员会有5个任期5年的委员，他们通过竞争选举产生，并由能源委员会报请国会批准。该委员会的一部分预算由企业资助。

Anhui Sheng dianli gongye

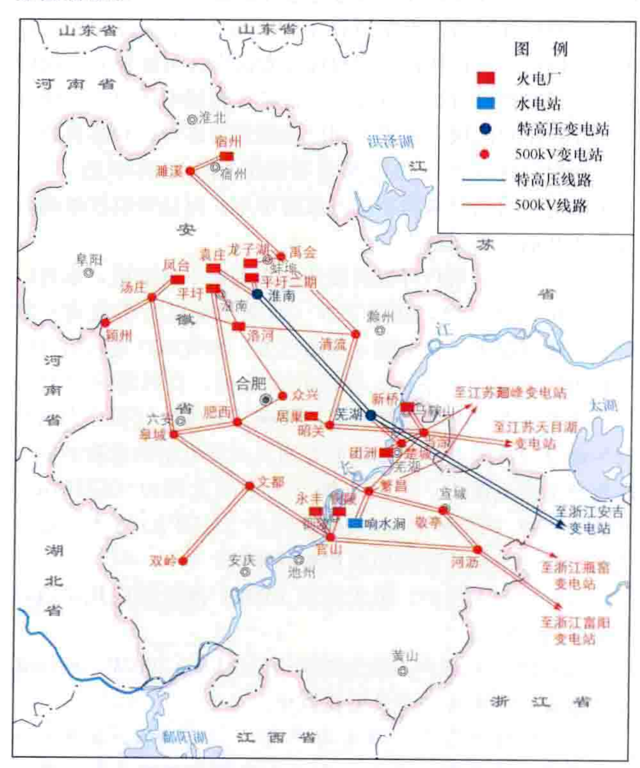
安徽省电力工业　(electric power industry in Anhui Province)　安徽省位于中国华东地区的西北部，北部与山东省相邻，北部和东部与江苏省相邻，东南部与浙江省相连，南部与江西省相接，西部与湖北省、河南省毗邻，跨长江、淮河流域。全省面积13.96万km²，2013年末常住人口为6029.8万人。

安徽省电力工业始于1907年。该年，皖南商人吴兴周、程宝珍等人筹集白银12万两，创办芜湖明远电灯股份有限公司，由蒸汽机带动发电机（2×125kW）发电，于1908年投产发电，供长街和大马路（今芜湖中山路）一带照明用电。

1949年末，安徽省发电装机容量1.43万kW，全年发电量2421万kW·h。当时最大的发电厂是淮南田家庵发电厂，装有4台发电机组，发电装机容量为7200kW；最大的机组容量为2000kW，一部分电能用22kV双回线路送至大通和九龙岗两矿，另一部分电能通过一条22kV线路送至八公山，共37km，构成了安徽省唯一的区域性电网。其他地区均为孤立小电网。

电源建设　至1978年底，安徽省发电装机容量为175.01万kW，其中火电137.43万kW。1978年以后，安徽省建设了一批大容量、高参数的清洁高效火力发电机组。至1999年末，安徽省发电装机容量达800.06万kW，其中火电754.56万kW。安徽省的水能资源主要分布在大别山区和皖南山区，理论蕴藏量为398万kW，可开发容量为116.9万kW（其中可建1万kW以上的水电站17处，共58.5万kW）。2012年底，安徽省发电装机容量达到3532万kW，其中火电3223万kW，水电达278万kW。2012年安徽省发电量1808亿kW·h（其中，火电1767亿kW·h，水电36亿kW·h）。

电网建设　至1999年底，安徽省拥有35kV及以上输电线路24 780km，其中500kV线路1121km，220kV线路4369km，110kV线路6180km，35kV线路13 110km。35kV及以上公用变电容量为2772万kV·A，其中110kV变电容量1059万kV·A，220kV变电容量867万kV·A，500kV变电容量205万kV·A。进入21世纪后，安徽省先后建成500kV东、中、西三条输电通道，500kV主网架已形成“三纵两横”的网架架构。2011年，安徽省境内锦屏—苏南±800kV特高压直流输电工程全线贯通、淮南—上海1000kV特高压交流输电示范工程获核准并全面开工，推动安徽电网向更高电压等级快速发展。2012年底，安徽电网拥有110kV（含66kV）变电站599座，变电容量4326万kV·A，输电线路长度13 904km；220kV变电站170座，变电容量4594万kV·A，输电线路长度11 630km；500kV变电站16座（含开关站1座），变电容量1910万kV·A，输电线路长度5701km。安徽电网已形成以500kV为骨干网架、220kV为主网架、110kV和35kV为配网的大电网。安徽省主网架实现了由220kV向500kV的跨越，2013年安徽电网主接线图如图所示。



安徽电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1949年，安徽省全社会用电量1825.9万kW·h，其中工业用电1497.5万kW·h。1999年，安徽省全社会用电量268.4亿kW·h，其中工业用电191.2亿kW·h。2012年，安徽省全社会用电量1361.09亿kW·h，其中第一产业15.1亿kW·h，第二产业972.3亿kW·h，第三产业150.51亿kW·h，城乡居民生活223.18亿kW·h。

电力体制　1952年，安徽省工业厅电业管理科成立，统一管理全省电力工业。1958年7月，组建安徽省水利电力厅，下设电业局。1962年6月，成立安徽省电业管理局，1979年10月更名为安徽省电力工业局。1989年12月27日成立安徽省电力公司，与安徽省电力工业局实行一套机构、两块牌子。2000年以后，安徽省电力公司成为国家电力公司的全资子公司。安徽省电力工业局于2001年12月撤销。2002年电力体制改革以后，安徽省电力公司成为国家电网公司的全资子公司，主要负责安徽省域电网的建设、管理和经营工作，具有电网建设、电力经营、电力施工、电力设

计、电力科研和教育培训等综合功能，承担着优化全省能源配置、满足经济社会发展电力需求供应的重要职责；下辖17个市级供电公司、71个县级供电公司，电力用户2128万户。

安徽省能源集团有限公司前身是成立于1985年11月的安徽省电力开发总公司，1998年更为现名，以电力等能源相关产业为主营业务。控股的安徽省皖能股份有限公司是1993年中国第一批规范化改制的电力上市公司，旗下的皖能铜陵发电有限公司六期1×100万kW机组是安徽省首台百万千瓦机组。截至2011年底，已投产控股发电装机容量549万kW，在建发电装机容量195万kW。

anquan

安全 (safety) 具有特定功能或属性的事物，在内部和外部因素及其相互作用下，保持其正常的、完好的，免遭非期望损害的状态。事物包括实体事物（人体、财产、环境、生产、建设等）和抽象事物（国家、行业、信息、意识形态等）。安全是相对的，是动态的，随着外界条件的变化而发生变化；安全并不意味着不存在风险，只是存在的风险程度是可以接受的。安全可以用风险来衡量，风险大，表示危险程度高，越不安全；风险小，表示危险程度低，越安全。风险的度量可以用风险度表示。风险度是特定危害性事件发生的可能性与后果的综合度量。风险可以辨识、计算或凭经验予以量化，采取针对性的防范措施可以进行超前控制。

人类对安全的认识贯穿了人类发展历程的始终。工业革命前的农牧业及手工业时代，社会生产力低下，人类对安全没有认识，对待事故和灾害无能为力，只能被动地承受。17世纪初至20世纪初的蒸汽机时代，生产力与危害因素增长，事故频繁发生，促使人类对安全有了局部的认识，开始了与事故和灾害的抗争，对待事故和灾害采取了“事后弥补”。20世纪初至50年代的电气化时代，随着工业社会的发展和科技的进步，人类对安全有了系统全面的认识，对待事故和灾害主张工程技术硬手段和管理、教育软手段的综合治理措施。20世纪50年代以来，随着高科技的应用，如宇航技术、核能技术的利用和信息化社会的出现，人类对安全的认识进入了本质安全阶段，对待事故采用了超前预防的手段。

参考书目

田水承，景国勋．安全管理学．北京：机械工业出版社，2009.

罗云，等．现代安全管理．2版．北京：化学工业出版社，2009.

景国勋，杨玉中．安全管理学．北京：中国劳动社会保障出版社，2012.

anquan fengxian guanli

安全风险管理 (safety risk management) 对系统、工程或生产经营活动中存在的风险进行有效控制，使风险降低或保持在可接受范围，防止和减少损失，以最低成本实现最大安全保障的方法及过程。风险特指危害，是指可能造成人员伤害、职业病、财产损失、作业环境破坏或其组合的根源或状态发生的可能性与后果的组合。风险管理是指对影响企业目标实现的各种不确定性事件，即对企业存在的各种风险，进行识别和评估，并采取应对措施将其影响控制在可接受范围内的系统的管理过程。风险管理侧重管理人的因素，物的因素，风险的发生与发展及风险点转变为事故点的转化条件、过程等。

发展 风险管理起步于20世纪30年代，已经形成很多成熟的理论、方法和应用技术。中国在20世纪80年代以后逐步由“引进”风险管理思想转变为自己综合深入研究风险问题的诸多方面，安全生产管理也在传统的经验管理、制度管理基础上，引入并强化了预防为主的风险管理。2002年电力体制改革后，电网公司和各发电集团公司相继启动了安全风险管理体系或本质安全管理体系的建设工作，编制了多种安全风险管理或本质安全管理体系文件或指导意见、手册等，将各项安全管理工作整合到以风险管理为核心的体系中，逐步建立基于闭环过程管理的安全风险管理体系。电力系统沿用的“两措”计划管理（见反事故措施计划、安全技术与劳动保护措施计划）、“两票”管理（见操作票制度、工作票制度）、危险点分析及预控、事故管理等及安全性评价工作，都是安全风险管理理论与方法在现代安全管理中的实践和体现。

管理环节 一般包括风险识别、风险分析、风险评价、风险控制等核心环节。

风险识别 查找、识别或辨识与各项业务活动有关的所有重大危害，管理人员运用各种方法对潜在及存在的各种风险进行系统归类，识别风险的因素、性质及后果，又称危险源辨识、危害辨识等。风险识别是风险管理的基础工作，通过提供必要的信息使风险分析评价更加有效。风险识别的方法有多种，如安全性评价采用的安全检查表分析法等。

风险分析 对各种风险衡量其风险量，通过收集的风险损失资料，用多种方法综合考察、分析、估计，在认知风险的基础上，分析考察各种风险事件存在、发生的原因、性质，潜在风险的状况；用概率论和数理统计来估计和预测风险发生的概率和损失程度，又称风险估计。

风险评价 对风险进行识别、分析和估计后进行风险评价，对企业现阶段的危险源所带来的风险进行评价、分级或重要性排序，估计风险损失，又称风险评估。风险评价方法可分为定性和定量风险评价。通常估计和衡量风险发生的概率、损失的范围与风险的程度，并与公认的安全指标相比较，决定是否需要采取相应措施或制订风险应对计划。

风险控制 确定风险等级后，需确定将风险降至可容许程度的措施，保证安全目标得以实现。风险控制阶段需制订风险管理方案，采取相应的控制措施和安全对策降低风险。风险管理是一个系统的动态管理过程，需及时、定期地进行风险监控，及时采取措施，如变更风险应对的一些措施，确保风险管理的充分性和实效性。

见系统原理。

anquan jishu laodong baohu cuoshi jihua

安全技术劳动保护措施计划 (plan for safety technical and labour protection measures) 企业为改善劳动条件与安全作业环境，改造、更新安全工器具，消除生产中危及人身安全的因素，防止职业危害而制定的技术措施、组织措施的实施安排与策划，简称安措计划。安措计划是企业计划的重要组成部分，是做好劳动保护工作、防止人身伤亡事故和

预防职业病的重要措施。其目的是集中有限的人力、物力、财力，优先解决严重影响员工安全和健康的重要问题，使企业劳动条件的改善制度化；有计划有步骤地解决企业中一些重大安全技术问题，合理使用资金，保证企业重大安全问题能够得到解决，并使劳动条件按轻重缓急逐步得到改善。

编制 根据编制计划的依据，按照规定的编制程序和方法，确定安措计划的项目和具体的计划内容，明确计划编制的具体要求的一系列工作。

内容 包括：①国家颁布的有关安全生产、劳动保护方面的法律、法规、标准、规程，以及上级安全生产要求的项目；②针对本企业发生的伤亡事故及职业病的主要原因，需采取的预防、整改措施和事故对策以及外单位的事故教训与防范对策；③对安全检查和安全性评价中所发现的事故隐患和不安全因素应采取的整改措施项目；④根据安全施工、生产发展等需要采取的安全技术和工业卫生措施方面的项目；⑤改造与更新安全工器具、改善安全作业环境与劳动条件、防止职业病和职业中毒等方面的治理措施项目；⑥安全宣传教育措施；⑦安全技术、职业卫生等科学研究和试验所需的仪器、工具、设备以及安全活动、整改措施、安全会议、奖励等所需经费及实施方案。

要求 安措计划编制的范围应符合国家和行业颁布的有关项目规定，包括以改善劳动条件、防止伤亡事故和不安全因素、防止职业病及职业中毒为目的的一切技术措施。计划编制的分工，由分管安全工作的领导组织，以安监、劳动人事、工会等各有关部门参加，由安监部门负责编制，企业主要负责人正式审批，报上级有关部门备案；企业在编制年度生产、财务等工作计划时，优先安排安措计划和项目、所需资金和材料。安措计划是企业的重点工作计划，应有具体的工作内容、项目要求和预期效果等，具有针对性和可操作性；计划的每一个项目都应有措施内容、项目负责人、完成期限及所需资金、器材、人工等内容。

实施与总结 包括安措计划执行、检查与总结。①企业领导和有关部门组织召开项目平衡会，将有关项目纳入年度检修、改进工程、财务计划和季（月）度工作计划中，逐一落实；②企业主管部门应优先安排安措计划所需资金，每年从更新改造费用或其他生产费用中提取；③对安措计划的执行情况，企业分管生产的负责人（或总工程师）要定期组织全面检查，对计划完成情况和效果做出正确评价，确保计划的落实；④企业安监部门及有关部门应定期监督检查计划的实施情况，每季、年做出安措计划总结；⑤对安措计划的执行、检查、竣工、验收、评价、考核、统计、总结等，严格按规定执行，实施执行情况的检查一般与反事故措施计划一并进行。

沿革 在中国，安措计划是电力工业传统的技术组织措施计划的具体行动计划，20世纪50年代初，借鉴苏联企业管理经验，编制技术组织措施计划，其中包括反事故措施计划和安全技术劳动保护措施计划（简称“两措”计划）。1953年，中央财政经济委员会向各企业主管部门提出编制安措计划的建议，要求各地区、产业和企业单位在编制生产财务计划时编制安措计划。1954年，劳动部发出了《关于厂矿企业编制安全技术劳动保护措施计划的通知》。1956年，劳动部和全国总工会颁发《安全技术措施计划的项目总名称表》，内容包括安全技术、工业卫生、辅助房屋及设施、宣传教育、关于安措计划的项目总名称表的几项说明五部分。1993年，国务院在《关于加强安全生产工作的通知》中指出：“要增加安全生产的资金投入，用好措施经费，通过技术改造消除事故隐患，改善劳动条件。”编制安措计划成为企业安全工作的重要内容，为企业有计划地改善劳动条件提供了有效途径。1994年，电力工业部下发《关于在电力工程概算中计列安全措施补助费等项费用的通知》，明确了在概算编制中，可根据实际情况列入施工安全措施补助费、监理费、焊口检验增加费等项费用，并规定了列入标准。

anquan jiaoyu peixun

安全教育培训 （safety education and training） 以提高员工安全素质为目的，有计划、有组织地对生产经营单位的从业员工和进入生产现场的外来人员施加影响，传授知识、技能的系列活动。电力企业安全教育培训形式通常包括三级安全教育、专项安全教育培训和日常安全教育培训等。

三级安全教育 指厂级安全教育、车间级安全教育和班组级安全教育。三级安全教育培训对象包括新入厂的单位员工、临时用工、外援工、实习人员、代培人员、承包商等。新入厂员工必须参加三级安全教育培训并考试合格，方能取得进入生产现场的安全资格。厂级安全教育内容偏重于法律法规、企业规章制度、劳动纪律、基本安全知识、安全生产目标、主要危险有害因素、重大事故警示案例、从业人员的安全生产权利和义务、企业安全生产基本情况等；车间级安全教育是从业人员工作岗位和工作内容基本确定后，由车间组织的教育培训，内容偏重于本部门本岗位的操作技能、安全规章制度和岗位安全职责、作业环境及其危险因素、预防事故和职业危害的措施及应注意的安全事项、现场应急处置预案和紧急救护方法（自救、互救、疏散等）、有关典型事故案例、安全设施、个人劳动防护用品的使用维护等；班组级安全教育是从业人员工作岗位确定后，由班组组织的教育培训，重点是岗位安全操作规程、岗位之间工作衔接配合的安全与职业健康、劳动防护事项、作业过程的安全风险分析方法和控制对策、事故案例等。

专项安全教育培训 主要针对某些岗位人员开展的特殊安全教育培训活动，包括：企业主要负责人和安全生产管理人员安全培训；特种设备作业人员安全培训；特种作业人员安全培训；违章、事故责任者安全教育培训；工作票签发人、工作负责人、工作许可人安全培训；新任命的各级生产管理人员培训；员工调整工作岗位或离开原岗位重新上岗人员培训；当采用新工艺、新材料、新技术、新设备时，发现隐患或发生事故后，根据实际需要进行的培训。

日常安全教育培训 按照安全教育培训计划及工作需要开展的安全教育培训活动，主要包括：安全生产月活动；周安全活动日；班前、班后会；现场考问、技术问答、事故预想、反事故演习、年度安全规程制度考试等。

anquan mubiao guanli

安全目标管理 （safety target management） 企业在一个时期内，根据有关要求，结合自身实际，制定安全目标，层层分解，明确责任，落实措施，定期考核，奖惩兑

现，达到安全生产目的的一系列活动。安全目标管理是目标管理在安全管理方面的具体应用。目标管理是美国著名企业管理专家P.德鲁克（P. Drucker，1909—2005）于1954年提出的，根据其理论，安全目标管理的基本内容包括安全目标体系的设立、安全目标的实施、安全目标成果考核与评价。

安全目标体系的设立 企业应设立年度安全目标和中长期（一般为3年及以上）安全目标，并给出各类安全指标的具体控制值。企业安全目标与指标的设立应体现企业改善安全生产现状的努力和行动，对风险、事故、生产运行指标控制的期望，对企业安全管理工作起到导向作用。

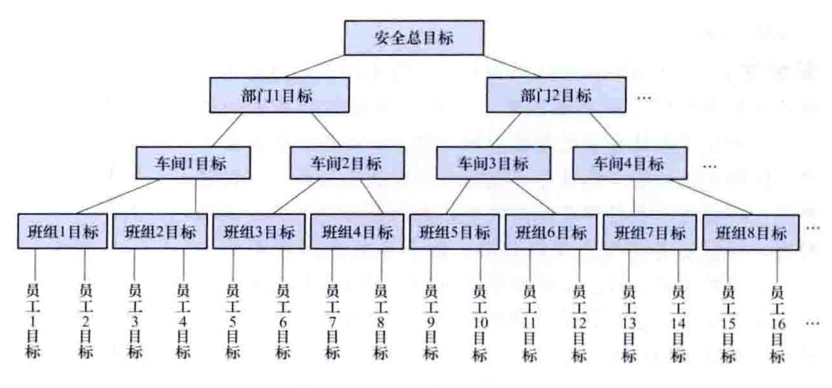


图2 安全目标分解

目标设定原则 包括：①可行性。分析实现目标的条件和困难，目标不宜太低，也不宜太高，要经过一定的努力才能达到。②可比性。安全目标应尽可能具体化、定量化、数据化。③系统性。从企业内部的内在联系与分工协作关系上考虑、平衡，使目标环环相扣、相互响应，体现目标的可分性及系统组合性。④明确性。目标应明确具体，便于理解和记忆；目标数目不宜过多，要突出重点；目标实现期限应适宜。

目标设定依据 包括：①国家与上级主管部门的安全工作方针、政策及下达的安全指标；②本系统、本企业的中、长期安全工作规划；③企业持续改进的要求；④同类企业平均水平或先进水平；⑤企业安全工作以及劳动条件的现状及存在的主要问题；⑥企业的经济条件及技术条件；⑦企业相关方对目标的要求和满意度等。

安全目标内容 各企业根据本企业实际情况设定，内容一般包括工伤死亡率、死亡人数、工伤人数、重大事故次数、尘毒作业达标率、隐患整改率、设备完好率、机组非正常停运年台均次数、安全设施达标率、全员安全技能培训率等指标。电力企业安全目标一般为：杜绝人身事故；杜绝设备等事故；杜绝水坝、灰坝垮坝事故；杜绝同等及以上责任重大交通事故；不发生造成严重社会影响的不安全事件。

安全目标设定过程 包括收集信息、拟订安全目标方案、评估安全目标方案、选择最优方案和确定安全目标，如图1所示。

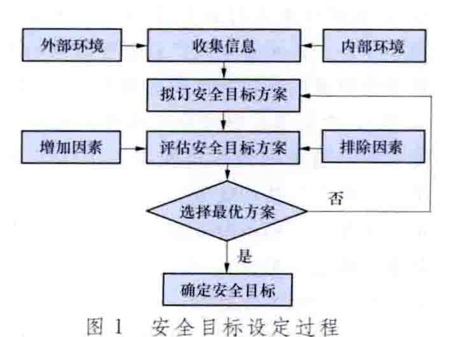


图1 安全目标设定过程

安全目标分解 安全目标设定以后，企业应将安全目标与指标逐级向下分解，一直分解到一线员工，建立一级保一级的安全目标责任制，使每个部门及每个人都明确本部门、本人在目标体系中所处的地位和作用，如图2所示。

安全目标的实施 企业应根据安全目标与指标的实施需求，组织制定实现安全目标与指标的具体措施和实施计划，建立配套的考核标准。安全目标实施过程中，企业应定期（一般每半年一次）对安全目标与指标的实施情况进行监督检查，当发现目标与指标完成情况出现偏差时，应及时提出整改建议和措施；定期（一般每半年一次）对安全目标与指标制订的科学性、合理性进行评审和回顾，并根据需要及时进行修正或更新。对目标实施过程中出现的一些不可预测的问题，要根据实际情况对目标进行调整和反馈。

安全目标成果考核与评价 安全目标达到预定期限或完成后，企业要组织检查目标管理的执行情况，总结经验，找出不足，作为制订下期安全目标的依据。成果评价的关键重在成果，强调功效，并应按照年初制定的考核标准进行考核，切实兑现，保证安全目标管理的严肃性。

anquan pingjiashi

安全评价师

（safety evaluation engineer） 取得国家职业资格，对建设项目和生产经营单位生产安全存在的风险进行安全评价的人员。中国于2007年11月22日发布的新职业中包括安全评价师。安全评价师与职业安全卫生有着密切关系。其设立目的是促进从业人员业务水平的提高，保证安全评价规范发展，从源头上建立安全生产长效机制，促进企业安全生产水平的提高。安全评价师设三个等级，分别为一、二、三级安全评价师，即国家职业资格一、二、三级，其中一级为最高级。中国国家安全生产监督管理总局（简称国家安全监管总局）委托中国安全生产协会组织开展安全评价师职业资格鉴定相关工作。安全评价师从业实行登记、继续教育制度。

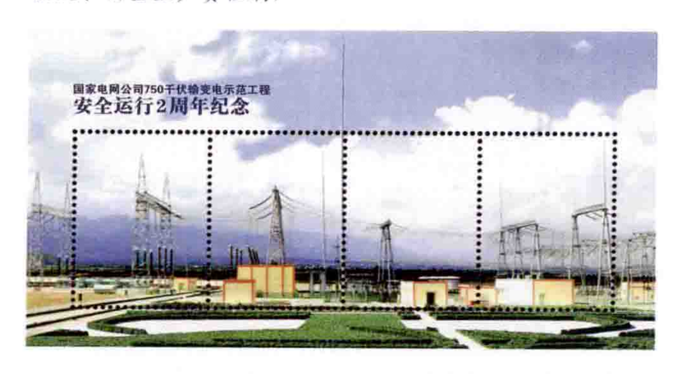
20世纪80年代开始，中国开始规划在安全生产监管工作中建立安全评价制度。2002年以后，《中华人民共和国安全生产法》等法律法规明确了安全评价在安全生产中的地位。2005年，国家安全监管总局印发了《安全评价人员资格登记管理规则》，对安全评价人员进行了界定，同时规定了安全评价人员资格登记程序。2008年2月29日，劳动和社会保障部发布了《安全评价师国家职业标准（试行）》。2010年人力资源和社会保障部下发了《关于同意在归并过渡期内开展安全评价师职业资格鉴定的函》和归并过渡期《安全评价师职业资格鉴定考核方案》。2011年10月，国家安全监管总局下发《关于加强安全评价师管理工作有关问题的通知》。

anquan shengchan

安全生产 (safe production) 使生产活动过程中潜在的各种事故风险和伤害因素始终处于有效控制状态的活动。安全生产是从企业的角度出发，使生产过程在符合安全要求的物质条件和工作秩序下进行，以防止人身伤亡、设备事故、环境破坏及各种危险的发生，从而保障员工的安全和健康，以促进劳动生产率的提高。对人在生产过程中的安全、健康的保护，过去常称为劳动保护，现在统称为安全生产。安全生产是企业管理重要内容之一，也是国家对生产经营单位最基本的要求。

工业发达国家安全生产工作的主要做法有安全生产立法，建立健全安全生产监管监察体制，完善工伤保险机制，推动本质安全文化建设，推广新技术，重视安全教育培训等。

在中国，安全生产主要对策有：建立健全安全生产法制、体制、机制；实行企业安全生产准入制度；监督落实企业安全生产责任主体作用；对高危行业企业实行提取安全费用制度；实行企业交纳安全生产风险抵押金制度；实行工伤保险制度；推行本质安全建设；普及安全知识教育培训；倡导安全文化建设；发挥安全生产社会中介服务机构作用；实施安全生产事故责任追究、绩效考核制度等。（见安全生产法规、安全生产责任制）



官亭—兰州东 750kV 输变电示范工程（中国第一条 750kV 超高压输电线路，2004 年 8 月开工，2005 年 9 月 26 日投入运行）

中国的安全生产管理理念是以人为本、安全发展。安全生产主体法规是《中华人民共和国安全生产法》。安全生产方针是“安全第一，预防为主，综合治理”。安全生产管理体制实行政府统一领导、部门依法监管、企业全面负责、群众参与监督、社会广泛支持。国务院安全生产委员会是中国安全生产工作的最高领导机构。国家安全生产监督管理总局是国务院主管安全生产的综合监督管理部门。国务院各部室以及直属机构，分别负责本系统、本领域的安全工作。各级地方政府设置专门机构，具体承担安全生产监督管理和综合协调职能。

参考书目

刘铁民．中国安全生产 60 年．北京：中国劳动社会保障出版社，2009.

anquan shengchan biaozhunhua

安全生产标准化 (work safety standardization) 规范企业生产各环节安全行为，使各生产环节符合有关安全生产法律法规、标准和规范的要求，使生产过程中的人、机、物、环境处于良好的状态，并持续改进的过程。安全生产标准化是一套具有现代安全管理思想和科学方法的安全管理体系，采用了 PDCA［策划（plan）、实施（do）、检查（check）、改进（action）］动态循环、持续改进的管理模式；是中国政府部署推动旨在建立企业安全生产长效机制的一项工作。

内容 包括目标管理、组织机构和职责、安全生产投入、安全法律法规与安全管理规程制度、教育培训、生产设备设施、作业安全管理、安全隐患排查和治理、重大危险源监控、职业健康管理、应急管理、生产事故（事件）管理、绩效评定和持续改进等 13 个方面。

建设流程 包括策划准备及制订目标、教育培训、现状梳理、管理文件制（修）订、实施运行及整改、企业自评、评审申请、外部评审等 8 个阶段。

达标评级 发电企业安全生产标准化达标评级执行《发电企业安全生产标准化规范及达标评级标准》；输电企业和供电企业安全生产标准化达标评级执行《电网企业安全生产标准化规范及达标评级标准（试行）》；电力工程建设项目安全生产标准化达标评级执行《电力工程建设项目安全生产标准化规范及达标评级标准（试行）》。对照以上标准，根据评审得分情况，电力安全生产标准化分为一级、二级、三级，其中一级为最高级。取得标准化三级以上的即为安全生产标准化达标，由有关机构予以公告，颁发相应级别的安全生产标准化证书和牌匾。达标后，企业安全生产出现问题的，视情况由原发证机构予以撤销称号或换发低一级别的证书和牌匾。同一企业再次提出申请的时间间隔应不少于半年。评审机构应具备相应的资质。

申请评审的基本条件：①取得电力业务许可证；②评审期（评审前 1 年）内未发生负有责任的人身死亡或 3 人以上重伤的电力人身事故、较大以上电力设备事故、电力安全事故以及对社会造成重大不良影响的事件；③发电机组（或风电场）通过并网安全性评价，运行水电站大坝按规定注册；④电力建设工程项目已经核准，并在电力监管机构备案；⑤无其他违反安全生产法律法规的行为。

沿革 2004 年 1 月，中国国务院颁布实施了《国务院关于进一步加强安全生产工作的决定》（国发〔2004〕2 号），强调在重点行业和领域内开展安全质量标准化活动。同年 5 月，国家安全生产监督管理总局下发了《关于开展加强安全质量标准化活动的指导意见》（安监管政法字〔2004〕62 号），企业安全标准化工作开始起步。2010 年 4 月，国家安全生产监督管理总局发布了 AQ/T 9006—2010《企业安全生产标准化基本规范》。2011 年 5 月，国务院安全生产委员会下发了《国务院安委会关于深入开展企业安全生产标准化建设的指导意见》（安委〔2011〕4 号），要求全面推进企业安全生产标准化建设。

2007 年，电力企业开展安全生产标准化工作。2011 年 8 月，国家电力监管委员会与国家安全生产监督管理总局联合印发《发电企业安全生产标准化规范及达标评级标准》（电监安全〔2011〕23 号）；同年 9 月，国家电力监管委员会下发了《电力安全生产标准化达标评级管理办法（试行）》（电监安全〔2011〕28 号），国家电力监管委员会办公室下发了《电力安全生产标准化达标评级实施细则（试行）》（办

安全〔2011〕83号)；同年12月，国务院印发《国务院关于坚持科学发展安全发展促进安全生产形势持续稳定好转的意见》(国发〔2011〕40号)，明确提出要在工矿商贸和交通运输行业普遍开展岗位达标、专业达标和企业达标建设，对在规定期限内未实现达标企业的处理、安全标准化分级考核评价等做了规定。

anquan shengchan fagui

安全生产法规 (safe production regulations) 用来调整生产经营活动中产生的与从业人员的安全与健康、生产资料和社会财富安全保障有关的各种社会关系的法律规范的总和。安全生产法规包括安全技术法规、劳动卫生法规和安全管理法规三个方面。安全技术法规是为防止和消除生产中的灾害事故，保障员工人身安全而制定的法律规范。劳动卫生法规是为改善劳动条件，保护职工在生产过程中的健康，预防和消除职业病及职业中毒而制定的法律规范。安全管理法规是为加强安全生产和劳动保护工作，保护职工的安全健康所制定的管理规范。中国安全生产法规主要以法律、行政法规、部门规章等形式表现。中国安全生产法律法规体系及层次如图所示。



中国安全生产法律法规体系及层次

人类最早的安全生产立法可追溯到13世纪德国政府颁布的《矿工保护法》，1802年英国政府颁布的《保护学徒的身心健康法》。英国、德国、美国等工业发达国家是劳动安全立法最早和最为完善的国家。世界范围的安全立法开始于20世纪。

中国最早的与安全生产相关的法规是1922年5月1日在广州召开的第一次劳动大会上提出的《劳动法大纲》。中华人民共和国成立后，颁布的与安全生产有关的法规包括：1956年5月国务院颁布的《工厂安全卫生规程》《建筑安装工程安全技术规程》《工人职员伤亡事故报告规程》三大规程；1979年7月颁布的《中华人民共和国刑法》；1994年7月颁布的《中华人民共和国劳动法》；2001年10月颁布的《中华人民共和国职业病防治法》；2002年6月颁布的《中华人民共和国安全生产法》；2004年1月国务院下发的《关于进一步加强安全生产工作的决定》；2007年8月颁布的《中华人民共和国突发事件应对法》；2010年7月国务院下发的《关于进一步加强企业安全生产工作的通知》；2011年11月国务院下发的《关于坚持科学发展安全发展促进安全生产形势持续稳定好转的意见》。与电力有关的安全生产法规还包括：1995年12月颁布的《中华人民共和国电力法》；2011年7月国务院颁布的《电力安全事故应急处置和调查处理条例》。

Anquan Shengchan Shigu Yinhuan Paicha Zhili Zanxing Guiding

《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》 (*Interim Provisions of Safety Production Management Aiming Hidden Danger of Accident*) 用于明确生产经营单位安全生产事故隐患排查治理主体责任，规范各级安全监管监察部门对企业实施事故隐患排查监督管理的指导性文件。2007年12月22日，由国家安全生产监督管理总局发布，自2008年2月1日起施行。

该规定所指安全生产事故隐患是指生产经营单位违反安全生产法律、法规、规章、标准、规程和安全生产管理制度的规定，或者因其他因素在生产经营活动中存在可能导致事故发生的物的危险状态、人的不安全行为和管理上的缺陷。

适用范围 适用于中国境内的所有生产经营单位和各级安全监管监察部门。

主要内容 共5章32条，包括总则、生产经营单位的职责、监督管理、处罚、附则。

总体要求 包括：①生产经营单位建立健全事故隐患排查治理制度，主要负责人对本单位事故隐患排查治理工作全面负责；②各级安全监管监察部门和各级人民政府有关部门按照职责依法实施监督管理；③任何单位和个人发现事故隐患，均有权向安全监管监察部门和有关部门报告；④安全监管监察部门接到事故隐患报告后，应当按照职责分工立即组织核实并予以查处。

anquan shengchan zerenzhi

安全生产责任制 (safety production responsibility system) 明确企业各级负责人、各部门和各岗位在生产经营活动中应负安全职责的一系列规定。安全生产责任制是企业最基本的一项安全管理制度，其实质是“安全生产、人人有责”。建立、健全安全生产责任制是企业安全第一责任者的主要安全职责，企业各级主要负责人是所辖范围的安全第一责任者，对本企业的安全生产工作负全面责任。

建立目的 包括：①增强企业各级负责人、各管理部门及其管理人员、各岗位人员对安全生产的责任感；②明确企业各级负责人、各部门和各岗位人员在安全生产中应履行的安全职责和应承担的责任；③明确安全责任追究的依据。

建立原则 包括：①符合国家安全生产法律、法规和政策、方针的要求；②应与安全生产管理体制、机制协调一致，做到有岗有责；③与岗位工作性质、管理职责协调一致，做到具体、明确，具有可操作性；④要由专门的人员与机构组织制定，并应适时修订完善；⑤建立监督、检查制度。

沿革 在中国，安全生产责任制的建立最早见于1963年3月30日国务院颁布的《关于加强企业生产中安全工作的几项规定》，明确了企业的各级领导、职能部门、有关工程技术人员和生产工人，各自在生产过程中应负的安全责任。1978年，中共中央下发的《关于认真做好劳动保护工作的通知》要求：一个企业发生伤亡事故，首先要追查厂长的责任。1982年，电力工业部颁发的《电力工业技术管理

法规》中明确规定，各设计、基建、生产、试验、科研单位都必须建立安全责任制，加强对安全工作的管理和对职工的安全教育，防止人身和设备事故的发生。1988年，水利电力部颁发的《电力安全生产工作条例》中明确提出，各级电力生产部门都必须负责建立完善的安全责任制，各级领导干部在管理生产的同时，必须负责管理安全工作，做到在计划、布置、检查、总结、评比生产工作的同时，计划、布置、检查、总结、评比安全工作。1995年颁布的《中华人民共和国电力法》中，明确规定了电力企业应当建立、健全安全生产责任制度。1996年，电力工业部颁发《电力企业各级领导人员安全生产职责规定》（电安生〔1996〕640号文），进一步规范了各级领导人员的安全职责。2002年颁布施行的《中华人民共和国安全生产法》规定生产经营单位必须建立、健全安全生产责任制度，生产经营单位主要负责人是本单位安全生产工作的第一责任人。2002年电力体制改革后，电网公司和各发电集团根据管理体制、机制的变化及安全生产形势的变化，对安全生产责任制及时进行了修订完善。

anquan wenhua

安全文化 （safety culture） 人类在安全生产和生存活动中所创造的安全理念、态度、价值观等精神层面，以及安全行为方式、习惯和安全物态的总和。安全文化反映的是一定时期和地域条件下，组织和个人明显或隐含的处理安全问题的方式和机制。安全文化是文化的一个分支，企业安全文化是安全文化的重要组成部分。企业安全文化是企业组织的员工群体所共享的安全价值观、态度、道德和行为规范组成的统一体。建设和发展安全文化的目的是为了建立安全管理长效机制。安全文化是安全管理的软手段，实行安全文化管理是安全管理的最高层次。安全文化形态一般包括安全物质文化、安全行为文化、安全制度文化、安全观念文化等。安全文化基本要素一般有安全承诺、行为规范与程序、安全行为激励、安全信息沟通、自主安全学习、安全事务参与、审核与评估等要素内容。

安全文化于1986年由国际原子能机构首次提出。1988年，国际原子能机构在《核电厂基本安全原则》中将安全文化的概念作为一种重要的管理原则予以确定。1991年，国际原子能机构组织编写出版了《安全文化》一书。20世纪90年代初，中国开始认识、研究，并倡导安全文化。2008年，国家安全生产监督管理总局颁布了AQ/T 9004—2008《企业安全文化建设导则》、AQ/T 9005—2008《企业安全文化建设评价准则》。2010年，国家安全生产监督管理总局制定印发了《国家安全监管总局关于开展安全文化建设示范企业创建活动的指导意见》。

anquan xitong gongcheng

安全系统工程 （safety system engineering） 应用系统工程的基本原理和方法，使系统安全性达到预期目标的一门综合性工程技术。安全系统工程的研究对象是生产系统。生产系统包括从事生产活动的操作和管理人员、生产必需的机器设备、生产环境和场所，即构成生产系统的人、机、环境系统。安全系统工程主要内容或技术手段包括系统安全分析、系统安全评价、安全决策与事故控制。

系统安全分析 使用系统工程的原理和方法辨识、分析系统中存在的危险因素，并对其进行定性、定量描述的技术方法。常用的系统安全分析方法有安全检查表、危险性预先分析、故障类型与影响分析、事故树分析和事件树分析等。

安全检查表 进行安全检查、发现潜在危害的一种极有用的工具。安全检查表是以法规、制度、安全技术、工业卫生标准为依据，以安全生产经验为基础，按事先拟订的问题表进行安全检查、发现隐患的一项定性分析方法。将复杂的大系统分割成若干个子系统，集中有经验的人员拟出安全检查的问题，并以提问的方式编制成表。

危险性预先分析 预先对生产系统可能存在的危险类别、出现条件、事故的后果等进行宏观的概略分析，以防止采用不安全的技术措施和使用危险性物质、工艺、设备。一般采用列表分析。

故障类型与影响分析 根据实际需要的分析深度，将大系统分割成若干个子系统或单元，然后逐个分析这些子系统或单元可能发生的故障类型及呈现的状态，进一步分析故障类型对子系统以至整个大系统产生的影响，并采取措施加以消除。

事故树分析 从事故状态到事故原因，遵循逻辑学演绎分析原则的一种分析方法，是安全系统工程中用于分析、预测和控制事故的有效工具。事先预想出系统的事故状态，再按事故原因依次往下进行分析，运用逻辑“与门”、“或门”在树状图中连接上下层事件，表示系统事故发生的因果关系。事故树分析法能推导出事故的多种因素及其逻辑关系。

事件树分析 一种从原因到结果的归纳分析方法。从事件的起始状态出发，按其发展顺序经中间各环节事件到结果为止，对每个事件的“成功”与“失败”两种可能性进行分析，并以树状网的形式展示事故的原因、发生条件、发展变化过程。

系统安全评价 在对系统存在的危险、有害因素进行定性、定量分析的基础上，通过与评价标准的比较，得出系统发生危险的可能性及其严重程度，为安全决策和事故控制提供依据，以寻求最低的事故率、最小的损失和最优的安全投资效益。（见安全性评价）

安全决策与事故控制 在系统安全分析和评价的基础上，根据安全法律法规、标准、规范等，运用现代安全管理理论、方法和手段，提出并优化各种安全措施方案，对系统实施全面、全过程的安全管理，实现对系统的安全目标控制。

anquanxing pingjia

安全性评价 （safety assessment） 辨识与分析系统、工程、生产经营活动中的危险因素，预测发生事故或造成职业危害的可能性及其严重程度，提出安全措施建议，并做出评价结论的活动，又称安全评价、危险性评价、危险评价。开展安全性评价的主要目的是提高系统本质安全化程度，减少事故的发生，实现对事故的超前控制。安全性评价是现代安全管理方法之一，是安全管理工作贯彻“预防为

主”方针的具体体现。

安全性评价类型 包括安全预评价、安全验收评价和安全现状评价。发电企业还常开展并网安全性评价。

安全预评价 以建设项目为对象进行的评价活动。评价活动主要根据建设项目可行性研究报告提供的生产工艺过程、使用和产出的物质、主要设备和操作条件等，辨识与分析建设项目潜在的危险和有害因素，确定其与安全生产法律法规、标准、行政规章、规范的符合性，预测发生事故的可能性及其严重程度，提出安全对策措施建议。安全预评价报告将作为项目报批、设计的重要依据。

安全验收评价 在建设项目竣工后、正式生产运行前，对建设项目安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用情况，安全生产管理、规章制度建设、事故应急救援预案建立等情况进行的评价活动。安全验收评价报告是申请建设项目安全验收审批的依据。

安全现状评价 针对生产经营活动中的事故风险、安全管理等情况进行的评价活动。安全现状评价既适用于对一个生产经营单位的评价，也适用于对某一特定的生产方式、生产工艺、生产装置或作业场所的评价。安全现状评价报告的内容纳入生产经营单位安全隐患整改和安全管理计划，并按计划加以实施和检查。

电力企业安全现状评价主要内容包括企业的设备系统、劳动安全与作业环境以及安全管理三个方面。其中设备系统包括发电、输电、变电、配电、调度、通信等方面；劳动安全与作业环境包括劳动安全、作业环境、交通安全、防火等方面；安全管理包括安全生产责任制、安全监察机构及安全监督网、安全生产规章制度、安全培训及考核等方面。

并网安全性评价 对并网发电机组及直接相关的设备、系统、安全管理工作中影响电网和并网发电机组安全稳定运行的危险因素进行辨识和分析的安全评价活动。新建、改建和扩建发电机组在投入商业运营前应当通过并网安全性评价。已投入运行的并网发电机组应当定期进行并网安全性评价，周期一般不超过5年。

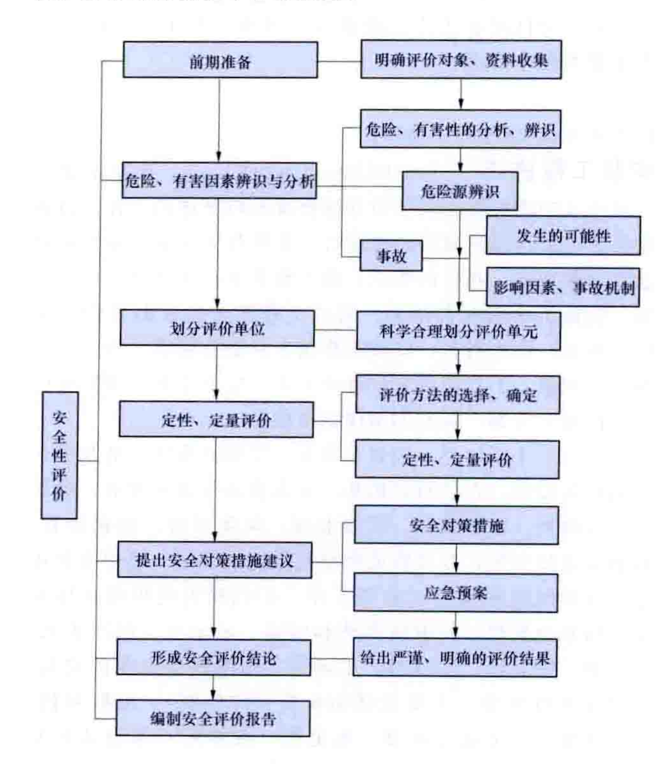
安全性评价方法 主要有定性安全性评价方法、定量安全性评价方法以及定性与定量相结合的安全性评价方法。电力企业常采用的是定性与定量相结合的评价方法。

定性安全性评价方法 主要根据经验和直观判断能力对生产系统的工艺、设备、设施、环境、人员和管理等方面的状况进行定性分析。定性安全性评价方法主要有安全检查表、专家现场询问观察法、因素图分析法、事故引发和发展分析、作业条件危险性评价法、故障类型和影响分析、危险可操作性研究等。

定量安全性评价方法 运用基于大量的实验结果和广泛的事故资料统计分析获得的指标或规律（数学模型），对生产系统的工艺、设备、设施、环境、人员和管理等方面的状况进行定量的计算。安全性评价的结果是一些定量的指标，主要有事故发生的概率、事故的伤害（或破坏）范围、定量的危险性、事故致因因素的事故关联度或重要度等。

定性与定量相结合的安全性评价方法 根据评价的目的，将系统分解成不同的子系统，编制安全检查表，确定评项目，分配标准分，逐项赋以与重要程度相对应的分值。分值的确定往往依靠专家的知识和经验，由专家决定。评价结果采用数字、文字说明、数字分析相结合的方法，用相对得分率来衡量系统的安全性。

安全性评价程序 主要包括：前期准备；危险、有害因素识别与分析；划分评价单元；定性、定量评价；提出安全对策措施建议；形成安全性评价结论；编制安全性评价报告。安全性评价基本程序见图。



安全性评价基本程序

沿革 安全性评价起始于20世纪30年代的国外保险业。20世纪60年代，美国道化学公司开发了以火灾爆炸指数为依据的安全性评价办法，推动了安全性评价的发展。20世纪70年代初期，安全系统工程引入中国。1987年，中国机械行业率先应用了安全性评价方法；1988年1月，颁布了中国第一个部颁安全性评价标准。2003年，国家安全生产监督管理总局陆续发布了《安全评价通则》及各类评价导则。2005年，国家安全生产监督管理总局印发《安全评价人员资格登记管理规则》，对安全评价机构重新进行审核登记，对安全评价人员进行了界定，规定了安全评价人员资格登记程序。2007年11月，安全评价师正式成为国家的一种新职业，为安全评价工作提供了人员保障。

20世纪90年代初，中国电力行业开始将安全性评价运用于安全管理实践。从1990年开始，华北电业管理局借鉴国外风险评估等现代安全管理办法，在总结中国电力企业安全管理经验的基础上，对发供电企业安全性评价工作进行了积极的探索，1997年以来相继编写、出版《火力发电厂安全性评价》《供电企业安全性评价》《水力发电厂安全性评价》《发电厂并网运行安全性评价办法》《输电网安全性评价》等，为电力行业全面开展安全性评价工作奠定

了基础。2003年，国家电网公司发布《发电厂并网运行安全性评价》《电网调度系统安全性评价》《供电企业安全性评价》《输电网安全性评价》。2007年，国家电力监管委员会印发《发电机组并网安全性评价管理办法》（电监安全〔2007〕45号）。2009年，国家电力监管委员会印发《发电机组并网安全条件及评价（试行）》（办安全〔2011〕72号）。2012年6月，国家电力监管委员会发布GB/T 28566—2012《发电机组并网安全条件及评价》。中国电力行业的安全性评价工作已经覆盖了发电、供电、电网和电力建设等各个方面。

anzhuang gongcheng shigong

安装工程施工 （installation work） 在基本建设工程施工中将设备安装就位并连接成有机整体的工作。设备安装后，经过调整试验和试运行，证明各项安装质量指标符合设计和规程、规范的要求，将工程移交给生产单位后，安装工程施工才能宣告结束。安装工程施工的依据是设计文件，制造厂技术资料，安装工程施工及验收规范，行业工艺规程、规范，工程质量验收评价标准，以及安装、调试单位编制的施工方案，安装和调试的措施等。

火电厂安装工程 内容主要有：①锅炉本体安装和锅炉附属设备安装，包括锅炉钢架、受热面的焊接和安装，磨煤机、给煤机、引送风机、燃烧装置、除灰装置、脱硝装置、脱硫装置的安装，以及管道和金属结构的安装。锅炉安装还包括化学酸洗和水压试验等工序。②汽轮发电机组本体安装，包括汽轮机、发电机本体和管道、给水泵、循环水泵、凝汽器、除氧器、加热器、主油箱、冷油器等设备的安装。③燃煤系统安装，主要包括翻车机（卸船机）、堆取料机、皮带运输机、电磁分离器、轨道衡（皮带机）等设备的安装。④电控设备安装，主要包括全厂厂用电系统和升压站系统设备的安装，以及计算机监控和全厂自动化系统的安装。⑤其他设备安装，包括起重机、循环水系统、水处理系统、铁路专用线（码头设施）、全厂通信设备等的安装。安装工程还包括分部调试和起动调试工作。

水电站安装工程 内容主要有：①金属结构设备安装，包括各闸门及启闭设备、拦污栅、通航设备、压力管道的安装；②机电设备安装，包括水轮发电机、主变压器及配电设备、机组辅助设备、主闸门、桥式起重机，以及油、气、水、通风、用电、通信、计算机监控及自动化系统设备等的安装。

风电项目安装工程 内容主要有：①地面控制柜等设备安装；②风机塔架安装；③机舱的安装；④叶轮系统安装；⑤其他设备安装以及动力、通信缆连接。安装工程基本为高空吊装作业，必须以大吨位吊装机械完成。

太阳能发电安装工程 内容主要有：①组件钢结构支架的安装（包括固定或跟踪支架）；②太阳能组件安装；③机电设备安装，包括变压器、逆变器及配电设备的安装；④电控设备安装，主要包括全厂厂用电系统和升压站系统设备的安装，以及计算机监控和全厂自动化系统的安装。安装工程还包括分部调试和起动调试工作。

输变电工程、换流站安装工程 分输电线路安装、变电工程安装和换流站安装。输电线路安装主要包括运输、土石方、基础施工、杆塔安装、架线、附件安装、光纤敷设、接地等。变电工程安装主要包括配电装置设备和母线安装，变压器安装，继电保护二次部分和计算机监控与自动化设备、通信设备、全站用电设备等的安装。换流站安装不同于交流变电站的安装工程，除常规交流设备安装外，还包括阀厅设备、换流变压器、直流场设备、交流滤波器及直流控制保护设备的安装等。阀厅设备安装包括晶闸管阀塔、阀避雷器、极线电流测量装置、接地开关、高压直流穿墙套管和阀冷却系统等的安装。直流场设备安装包括平波电抗器、直流滤波器、直流断路器、直流隔离开关、直流电流测量装置、直流分压器、直流避雷器等的安装。

见安全系统工程、生产准备。

Aodaliya dianli gongye

澳大利亚电力工业 （electric power industry in Australia） 澳大利亚联邦，简称澳大利亚，位于南太平洋和印度洋之间，由澳大利亚大陆和塔斯马尼亚岛等岛屿及海外领土组成，面积769.2万km^2。截至2011年6月，人口总数约为2262万人。澳大利亚煤炭资源丰富，是世界第九大能源生产国。根据英国石油公司统计，2011年澳大利亚煤炭探明可采储量为764亿t，天然气、石油储量分别为3.76亿m^3和4亿t。根据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，2008年澳大利亚经济可开发的水能资源为300亿kW·h/a。

发电量及其构成 2011年澳大利亚发电量为2526亿kW·h，其中水电发电量168亿kW·h，占6.65%；火电发电量2292亿kW·h，占90.74%；风电等其他发电量66亿kW·h，仅占2.61%。表1为澳大利亚发电量及其构成。

表1 澳大利亚发电量及其构成

年份	发电量（亿kW·h）	构成（%）		
		水电	火电	其他
1990	1550	9.61	90.39	0
2000	2102	7.94	92.01	0.05
2005	2287	6.35	93.24	0.41
2008	2572	4.70	93.74	1.56
2009	2444	4.54	93.86	1.60
2010	2522	5.35	88.54	6.11
2011	2526	6.65	90.74	2.61

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成 截至2011年底，澳大利亚发电装机容量为6112万kW，其中水电装机容量为879万kW，占14.38%；火电装机容量为4963万kW，占81.20%；风电等其他发电装机容量为270万kW，占4.42%。澳大利亚的发电装机容量主要集中在东南沿海地区，多数地区装机以火电为主。南澳大利亚主要是火电；水电主要集中在新南威尔士、塔斯马尼亚、昆士兰和维多利亚州；风电集中在南澳大利亚和维多利亚州。澳大利亚地区发电能力示意图如图所示。表2为澳大利亚装机容量及其构成。

澳大利亚地区发电能力示意图

表 2 澳大利亚装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构 成（%）		
		水电	火电	其他
1990	3846	21.63	78.34	0.03
1995	4220	20.28	79.67	0.05
2000	4621	19.91	79.96	0.13
2005	5055	18.38	80.06	1.56
2008	5461	17.03	80.17	2.80
2009	5706	15.11	81.72	3.17
2010	5986	14.65	81.91	3.44
2011	6112	14.38	81.20	4.42

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

澳大利亚煤炭资源丰富，烟煤大量用于出口，褐煤约97%用于发电。2011 年度火电发电量为 2292 亿 kW·h，占总发电量的比重为 90.74%，比 2000 年降低了 1.27 个百分点。表 3 为澳大利亚主要火电厂。

表 3 澳大利亚主要火电厂

序号	电厂名称	容量（万 kW）	机组容量和台数（万 kW ×台）	电厂类型	所在地	投运年份
1	埃拉林	264.0	66 × 4	煤电	新南威尔士州	1982
2	拜斯沃特	264.0	66 × 4	煤电	新南威尔士州	1985
3	洛伊扬 A	221.5	56×3，53.5×1	煤电	维多利亚州	1995
4	利得尔	200.0	50 × 4	煤电	新南威尔士州	1972
5	格勒德斯通	168.0	28×6	煤电	昆士兰州	1976
6	赫泽尔伍德	167.5	20.9×7，21.2×1	煤电	维多利亚州	1964
7	约洛恩 W	148.0	36 × 2，38×2	煤电	维多利亚州	1973
8	塔 龙	140.0	35 × 4	煤电	昆士兰州	1986
9	斯唐韦尔	140.0	35 × 4	煤电	昆士兰州	1993
10	皮泊山	140.0	70× 2	煤电	新南威尔士州	1992

资料来源：《澳大利亚电力统计 2012》。

澳大利亚可开发的水能资源有 50%集中在塔斯马尼亚州和新南威尔士州的雪山地带，30%分布在维多利亚州与昆士兰州北部的大分水岭，其余在西澳大利亚和北领地。表 4 为澳大利亚主要水电站。

表 4 澳大利亚主要水电站

序号	电站名称	电站容量（万 kW）	机组容量和台数（万 kW × 台）	电站类型	所在地	投运年份
1	图穆特	150.0	25 × 6	抽水蓄能	新南威尔士州	1973
2	墨 雷	150.0	9.5×10，55×1	常规	新南威尔士州	1967
3	威文奥	50.0	25 × 2	抽水蓄能	昆士兰州	1984
4	图穆特	61.6	8.25 × 4，28.6×1	常规	新南威尔士州	1959
5	帕蒂纳	30.0	5 × 6	常规	塔斯马尼亚州	1964
6	戈 登	43.2	14.4 × 3	常规	塔斯马尼亚州	1978
7	图穆特池塘	33.0	8.25 × 4	常规	新南威尔士州	1958
8	瑞 斯	23.1	11.5× 2	常规	塔斯马尼亚州	1986

电网 澳大利亚高压输电线路电压等级有 500、330、275、220、132kV 和 110kV。

2010 年，澳大利亚全国 110kV 以上的输电线路 63 703km（比 2000 年增加 24.7%），其中 500kV 输电线路 2266km，330kV 线路 8248km，275kV 线路 10 793km。澳大利亚尚未形成全国电网，全国共分 7 个区域电网，主要集中在东部沿海地区。澳大利亚的昆士兰州、新南威尔士州、维多利亚州、南澳大利亚州和塔斯马尼亚州等 5 个东部区域已通过 500kV 高压输电线路形成统一电网。新南威尔士电网和维多利亚电网之间早在 1959 年就已建成 330kV 联络线。维多利亚电网与南澳大利亚电网之间已建成 2 条 275kV 的联络线。该输电线路的建成有利于将东部新南威尔士、维多利亚两州廉价的煤电输送到仅有天然气的南澳大利亚州；而南澳大利亚州的富裕天然气发电量则用来满足东部两州冬季峰荷的需要。2005 年底，塔斯马尼亚州通过±400kV 高压直流海底电缆与维多利亚电网相连，在澳洲大陆用电高峰期提供廉价水电，在枯水期或澳洲大陆用电低谷期为塔斯马尼亚州引进基荷煤电，发挥错峰和水火互济作用。表 5 为澳大利亚输电线路（架空线路）长度。

表 5 澳大利亚输电线路长度（km）

年份	500kV	330kV	275kV	220kV	132kV	110kV	合计
1990	2248	5954	6795	6795	21 898	3810	47 500
2000	1611	6853	8547	7133	23 560	3388	51 092
2005	2574	7700	9368	7245	25 074	4127	56 088
2009	2037	8320	10 257	7029	26 178	3943	57 764
2010	2266	8248	10 793	7031	26 329	9036	63 703

资料来源：历年《澳大利亚电力统计》。

技术经济指标 1990 年以来澳大利亚发电设备平均利用小时为 4000～5000h，2005 年以来呈持续下降趋势。澳大利亚煤电发电比重约 75%，单机容量最高为 66 万 kW，厂

用电和发电煤耗较高。表6为澳大利亚电力工业主要技术经济指标。

表6 澳大利亚电力工业主要技术经济指标

年 份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4306	4369	4696	4824	4711	4661	4107
其中：水电	2047	2173	2234	1711	1296	1322	1313
火电	4877	4878	5220	5597	5527	5450	4742
其他			952	1197	2132	2255	2474
厂用电率（%）	5.74	5.82	5.82	6.07	6.65	7.32	6.58
线路损失率（%）	7.44	7.07	7.79	8.17	7.00	7.03	6.47
供电标准煤耗[g/(kW·h)]*	356	346	370	360	362	363	367

* 公用电业数据。

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册2012》。

用电构成 澳大利亚2010年用电量为2202亿kW·h，其中：工业用电量为911亿kW·h，占41.4%；居民生活用电量为614亿kW·h，占27.9%；商业、服务业等用电量为614亿kW·h，占27.9%。表7为澳大利亚用电量及其构成。

表7 澳大利亚用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	农业、渔业	交通运输业
1990	1343	47.9	28.7	20.3	1.8	1.3
1995	1511	47.2	27.9	21.9	1.7	1.3
2000	1798	46.8	27.1	23.2	1.6	1.3
2005	2114	47.7	26.2	24.0	0.9	1.2
2006	2198	47.3	28.3	22.3	0.9	1.2
2007	2175	47.6	25.9	24.4	0.9	1.2
2008	2231	47.4	26.1	24.4	0.9	1.3
2009	2130	40.5	28.0	28.5	1.1	1.9
2010	2202	41.4	27.9	27.9	1.1	1.8

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构 澳大利亚为联邦制国家，电力事业在第二次世界大战以后均由州政府作为公用事业统一管理。1990年，澳大利亚开始电力工业改革，在发电和电力供应中引入竞争机制，开放国家电网，允许私营公司、国有公司及公有、私有用户在电力系统中进行公开交易。成立了国家电力市场法规行政局（NECA），并确定由澳大利亚竞争和消费者委员会（ACCC）实行政府层面的宏观指导和监督，国家电力市场管理公司（NEMMCO）负责电网运营。1994年维多利亚州率先进行电力市场化改革，并取得试点成功，1998年包括东部4州和首都地区的澳大利亚国家电力市场开始运作。（见澳大利亚电力交易市场）

由于管理机构职能存在重叠，2004年底开始，澳大利亚对电力市场监管体系进行国家层面上的整合，电力监管职能整合到两个新的机构：一个是澳大利亚能源市场委员会（Australian Energy Market Commission，AEMC），主要负责全国性电力法规的制定以及全国电力市场推进等工作；另一个是澳大利亚能源监管委员会（Australian Energy Regulator，AER），主要负责在国家层面上对电力工业进行监管，以及电力法规、条例的执行工作。2009年7月1日又成立澳大利亚能源市场运营机构（Australian Energy Market Operator，AEMO），取代NEMMCO，主要负责东部5个州的电网发展规划和市场运行。

Aodaliya dianli jiaoyi shichang

澳大利亚电力交易市场 (electricity trading market in Australia) 1990年，澳大利亚开始对电力工业进行改革。1991年5月成立了国家电网管理委员会（NGMC）（见澳大利亚电力工业）。澳大利亚电力交易市场包括国家电力市场（NEM）、西部电力市场（WAEM）和两个特区（北部领土和堪培拉）。国家电力市场占据了几乎90%的市场份额，西部电力市场的市场份额为10%左右。因此，澳大利亚电力交易市场特指澳大利亚国家电力市场。

澳大利亚国家电力市场于1998年12月成立，包括昆士兰州、维多利亚州、澳大利亚首都地区、新南威尔士州和南澳大利亚州5个地区。塔斯马尼亚州于2005年通过海下连接并入国家电力市场。国家电力市场互联电力系统西到南澳大利亚州的林肯港，东到昆士兰州的布里斯班，南到塔斯马尼亚州的霍巴特，北到凯恩斯港，长4500km以上。到2010年，为近894万用户服务，每年提供高达2080亿kW·h的电能，最高需求可达35551MW，旗下有268家注册发电商，拥有13个独立配电网络。

市场主体 国家电力市场中的主要注册者包括直接参与交易互动的参与者和为电力交易市场运营提供必要服务的参与者。注册者包括发电商、网络服务提供者、用户、特别参与者（系统操作人员和配电系统操作人员）、未来参与者和交易商。其中市场参与者包括发电商、网络服务提供者和用户。

发电商 负责生产电力，其全部发电量都通过现货市场出售，以各交易阶段的现货价格作为结算时的收益。发电商分为计划、半计划、非计划三类。计划发电商指机组总容量不小于30MW的发电商，接受协调调度。半计划发电商指机组总容量不小于30MW的发电商，其输出具有间接性。非计划发电商指机组总容量小于30MW的发电商。

网络服务提供者 输配电公司。作为电力交易市场的参与者，承担电能的输送与分配，并收取费用。输配电网络所有者必须保证网络的安全运行，对所有成员无歧视地开放。《国家电力规约》具体规定了网络运行必须遵守的规则。

用户 以现货价格从国家电力市场输电系统或配电系统的连接点购电的人员。包括零售商与终端用户。零售商不拥有配电网络，从市场中购买批发电力，向用户售电。终端用户可以注册成为市场参与者，直接从市场以现货价格购买电力。

市场结构 国家电力市场的发、输、配、售市场完全分开，在发电侧与售电侧引入竞争机制，输电系统则组成统一的输电公司，配电由几个不同企业进行垄断经营。在国家电力市场中同时存在着现货市场和金融合约（差价合约）市场。

现货市场 由发电商通过市场竞价产生的次日或者未来

24h 的电能交易，以及为保证电力供需的即时平衡而组织的实时电能交易。澳大利亚实行零售竞价，因此机组和用户都参与市场竞价，在现货市场实行全电量竞价。

每日 12 时 30 分之前，各市场成员进行报价，发电侧包括电能和辅助服务，用户侧包括电能部分。电能报价分 10 段按电价单调递增。

每日 16 时之前，各市场成员根据报价、网损、系统参数确定次日预调度计划。每 5min 确定一次调度计划。计划结果包括区域参考节点情况、各市场成员中标情况等。

受一系列供求因素的影响，现货市场的价格会随之波动，其范围可能会很大。发电商向市场售电，其风险在于市场持续低价，或市场电价较高，但可用容量不能满足合同规定的用量。零售商以不确定的波动价格从市场买电，以固定价格销售给终端用户，其风险在于市场价格高于零售电价。因此可利用金融合约处理价格的变动，使市场参与者通过零售协议或签订长期批发合同降低风险。

金融合约市场　与电力现货市场相比，澳大利亚金融合约市场是一个完全独立的市场，由证券市场监管，用于降低风险，不是实际的电力供应合同。它由发电商和购电商在现货市场之外签订，合约的兑现方式是：当合约价高于市场价时，购电商应把高于市场价的价差付给发电商；当合约价低于市场价时，发电商应把低于市场价的价差付给购电商（因为购电商总是按市场结算价格结算）。

澳大利亚电力金融合约已从最初的政府授权差价合约，发展为市场化的多种形式的金融合约，包括双向套期合约、封顶套期合约、封底套期合约和封顶封底套期合约等形式。

输配电价格　澳大利亚电力交易市场的网络定价原则是"成本价格"，即以成本为基础计算输配电价格。电力交易市场要保证无歧视地开放网络。市场成员向网络所有者交付使用费。使用费包括市场成员与网络连接的费用和网络使用的费用。网络费用独立于用户交易的各种合同，当不同地区间出现输电限制时，有可能交付较高的网络费用。市场运行规约中，规定了网络运行水平的种类。网络的使用者可以选定某种网络运行水平并交付相应的费用。若网络所有者未能满足运行要求，则必须给予补偿。

市场监管　市场监管机构由澳大利亚能源市场委员会（AEMC）、澳大利亚能源监管委员会（AER）和澳大利亚能源市场运营机构（AEMO）组成。

澳大利亚能源市场委员会　负责制定规约。在电力交易市场中，所有参加市场交易的成员必须服从《国家电力规约》。2005 年 6 月，《国家电力法和条例》替代了《国家电力规约》。《国家电力法和条例》是澳大利亚电力交易市场管理的核心和依据，主要内容包括：①市场规则，确定现货电力市场交易、零售市场等相关运行机制；②输电网络价格，确定输电网络所有者的责任及网络收费问题；③输电网络连接，包括入网、计量部分，规定发电商、用户、零售商如何使用电网进行交易，确定计量标准，以确保交易中电能计量的准确性；④法规部分，确定市场参与者的责任、争端的处理方法及对法规进行更改的机制；⑤系统安全部分，规定在正常运行及故障时确保系统安全的措施。

澳大利亚能源监管委员会　负责法规的实施。能源监管委员会的责任是监督并报告执行规约的一致性、高效性和完备性；强化和完善规约，解决争端。

澳大利亚能源市场运营机构　《国家电力法和条例》规定：2009 年 7 月 1 日起，澳大利亚国家电力市场的运营机构国家电力市场管理公司（NEMMCO）停止运营，其原来的职能和义务全部转移到澳大利亚能源市场运营机构。澳大利亚能源市场运营机构在除西澳大利亚、北领地之外的澳大利亚各州开始作为一个单一的综合能源市场运营机构和国家电力传输计划者进行运作。

（1）电力交易市场和系统运营责任。在电力交易市场方面，澳大利亚能源市场运营机构有电力系统运营者和市场运营者两个核心角色。其责任包括管理国家电力市场；审查国家电力市场的可靠性与安全性；保证供需平衡；指导发电商在供应短缺阶段提高发电量；实施预约交易，以通过需求侧响应维持供需平衡；为电力传输网络制订国家输电计划和国家输电网络发展计划的产量；管理电力危机；促进零售市场竞争。概括起来，澳大利亚能源市场运营机构主要承担预调度、实时调度、信息披露和安全可靠性管理等责任。

（2）预调度。预调度计划的制订是现货市场的集中体现。澳大利亚电力交易市场中预调度计划是以 30min 为周期，优化目标是市场成交电量最大。预调度主要为市场参与者提供关于机组负荷水平、辅助服务备用情况、区域价格、发用电平衡等信息。

（3）实时调度。现货市场的实时调度时段为 5min，现货市场实时调度程序（NEMDE）每 5min 运行一次，计算调度时段价格和辅助服务价格。

（4）信息披露。为市场参与者提供各种信息，包括负荷预测、预先调度（价格灵敏度分析）的价格、调度数额、中期（7 天）和长期（2 年）的供求预测或系统可靠性等。

（5）安全可靠性管理。多数情况下，市场竞争能够保证电力供需平衡，但在出现威胁系统安全可靠运营的情况时，澳大利亚能源市场运营机构需要采取负荷削减、备用交易、安全可靠性指令和需求侧参与等措施，保证系统电力的平衡和稳定运行。

Aomen Tebiexingzhengqu dianli gongye

澳门特别行政区电力工业　(electric power industry in Macao Special Administrative Region)　澳门特别行政区位于广东珠江三角洲，北邻珠海市，东与香港相距 61km。澳门地区由澳门半岛、路环岛和凼仔岛三部分组成，自 19 世纪后半期开始填海造地，总面积已达 31.3km²，2012 年末居住人口约 58.63 万人。

1904 年，澳门市政厅与法国人 M. 巴特（M. Bart）签订第一份澳门供电专营合约，为期 30 年。1906 年 6 月，澳门电灯公司正式成立。1972 年，澳门电力股份有限公司（简称澳电）成立，负责澳门的电力生产、输送、分配、售出和输入。1987 年，中法控股收购澳电 37.8% 的股份。至 2004 年底，澳电的发电能力达 48.8 万 kW。澳电的主要股东为中葡集团、中法集团、中国电力国际发展有限公司及澳门特别行政区政府。

2011 年，澳门全社会用电量为 40.02 亿 kW·h，其中由澳门生产的电量为 8.37 亿 kW·h，从外部电网输入的电量为 31.65 亿 kW·h；居民生活用电为 9.25 亿 kW·h

(23.1%)、商业用电为26.61亿kW·h(66.5%),工业用电为10亿kW·h(2.5%)及公共照明用电为3.16亿kW·h(7.9%),与2010年相比,用电量增加5%。同期澳门自身发电增加14%;年人均用电量为7180kW·h。

截至2011年,澳门发电装机容量为47.2万kW,有路环发电A厂、路环发电B厂和澳门发电厂3个发电厂。由路环发电A厂产生的电力以66kV电压等级输入电网,由路环发电B厂产生的电力以110kV电压等级输入电网;路环发电A厂的装机容量为27.1万kW,路环发电B厂的发电装机容量为13.6万kW,澳门发电厂的装机容量为6.5万kW。

澳门的输电网络由220、110kV及66kV 3个电压等级组成。2011年,110kV及66kV的高压输电网络电缆总长度为247km,整个输电网络由1座220/110kV的变电站、3座110/66kV变电站、12座66/11kV变电站及3组220kV的输电联网线路组成,每组联网容量为35万kV·A,连接内地2座不同的变电站,2个变电站并联运行。另外,有4条110kV的输电联网线路分别连接位于澳门及内地的2座变电站,这4条线路为热备用线路,用来应对紧急情况。澳门的中压配电网络由11kV电压等级共长597km的电缆,37个开关站及1217个11/0.4kV的配电变压器组成。整个澳门的供电网络为地下化。

澳门从内地输入电力,2011年从广东电网输入的电量占总用电量的79%。2012年7月,与广东电网的第二个联网项目——220kV骨干联网线路以及220kV的莲花变电站建成并投入运行,提高了澳门供电能力及可靠性。2011年供电中断次数比2010年减少16%,平均停电时间指数为2.38min,系统平均停电频次为0.19,而年均服务供电指数为99.9995%,供电可靠性达世界级水平。

澳电以专营方式负责发电、输配电及售电服务,范围涵盖整个澳门包括澳门半岛、凼仔及路环两个离岛的供电服务。位于澳门东边,坐落于横琴岛内的澳门大学校区也包括在澳电的供电服务范围。

澳门电力服务的发展成果包括新调度中心正式启用,并增设能量管理系统延伸至所有配电变压器,配电网络实现全面自动化。新的复式循环发电厂的正式投产,使发电量提升38%,同时安装了减少废气排放的选择性催化还原系统。2011年,澳门特区供电公共服务合同延长15年。



Bali Dao Luxiantu

《巴厘岛路线图》 (*Bali Roadmap*) 2007年12月3～15日在印度尼西亚巴厘岛召开的联合国气候变化大会通过的针对气候变化全球变暖问题的决议。该路线图由13项内容和1个附录文件组成，确定了未来强化落实联合国气候变化框架公约的领域和方向。该路线图确认必须"大幅度减少"温室气体排放，但没有量化减排目标。该路线图还确认2009年前就应对气候变化问题新的安排举行谈判，达成一份在《京都议定书》第一期承诺2012年到期后生效的新协议；谈判应考虑为工业化国家制定温室气体减排目标，发展中国家应采取措施控制温室气体排放增长；比较发达的国家向比较落后的国家转让环境保护技术；谈判方应考虑向比较穷的国家提供紧急支持，帮助应对因气候变化带来的不可避免的后果；应考虑采取正面激励措施，鼓励发展中国家保护环境、减少森林砍伐等。

Baxi dianli gongye

巴西电力工业 (electric power industry in Brazil)

巴西联邦共和国，简称巴西，位于南美洲东部。国土面积851.5万km^2，海岸线长约7400km，2011年人口约为19670万人。巴西水能资源丰富，开发条件优越，而天然气资源、煤炭资源很少，主要依靠进口。根据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，巴西水能资源经济可开发量为8180亿kW·h/a。根据英国石油公司统计数据，截至2011年底，巴西煤炭探明储量为45.59亿t，石油探明储量22亿t，天然气探明储量4500亿m^3。巴西石油、天然气和电力需求高速增长，石油的生产正日益向自给自足的方向发展，而煤炭需求量仍有80%需要进口。

发电量及其构成 2011年，巴西发电量达到5317.6亿kW·h，其中火电占9.8%，核电占2.9%，水电占80.6%，地热能等其他电源占6.7%。1990年以来，巴西水电发电量占比约75%以上，但比例逐步下降，火电占比有所增加，地热及其他能源发电占比逐年小幅增加。表1列出了巴西发电量及其构成。

装机容量及其构成 截至2010年底，巴西发电装机容量11240万kW，其中火电占25.9%，核电占1.8%，水电占71.7%，风电、地热发电等其他电源占0.5%。巴西水电装机占比呈下降趋势，火电装机占比有逐步上升的趋势。表2列出了巴西装机容量及其构成。

表1 巴西发电量及其构成

年份	发电量（亿kW·h）	构成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	2228.20	4.6	1.0	92.8	1.6
1995	2756.01	4.9	0.9	92.1	2.1
2000	3491.53	8.7	1.7	87.3	2.3
2005	4030.31	10.1	2.4	83.7	3.8
2008	4633.70	12.8	3.0	79.8	4.4
2009	4664.68	8.1	2.8	83.9	5.2
2010	5157.98	12.4	2.8	78.2	6.6
2011	5137.60	9.8	2.9	80.6	6.7

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表2 巴西装机容量及其构成

年份	装机容量（万kW）	构成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	5305	12.9	1.2	85.9	0.0
1995	5904	12.0	1.1	86.9	0.0
2000	7363	14.5	2.7	82.8	0.0
2005	9316	21.8	2.2	76.1	0.0
2008	10296	22.3	1.9	75.5	0.3
2009	10657	23.8	1.9	73.8	0.6
2010	11240	25.9	1.8	71.7	0.5

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

水电 2010年，巴西已建和在建的100万kW以上大型水电站共有27座。世界上装机容量第二大的水电站是巴西与巴拉圭在巴拉那河上合建的伊泰普水电站（Itaipu Binacional，如图所示），发电装机容量1400万kW（装有20台70万kW机组）。工程于1975年开工，1979年8月主坝混凝土浇筑，1983年第一台机组发电，1991年5月最后一台机组发电。2011年6月1日，巴西环保局为贝罗蒙特水电站（Belo Monte）发放建设许可证，该水电站建在亚马孙河的支流兴谷河上，处在热带雨林地区，可为巴西提供1123万kW的电力，将成为仅次于三峡和伊泰普水电站的世界第三大水电站。表3为巴西主要水电站。



伊泰普水电站

表 3　巴西主要水电站

序号	电站名称	装机容量（万 kW）	河　流	开始运行年份
1	伊泰普(Itaipu)	1400	巴拉那	1983
2	贝罗蒙特 (Belo Monte)	1123	帕拉州兴谷河	2004 年开建，预计 2015 年投运，2018 年全部建成
3	图库鲁伊 (Tucurui)	837	托坎廷斯	1984
4	保罗阿丰苏 (Paulo Afonso)	427.96	圣弗朗西斯科	1954
5	索特瑞岛 (Ilha Solteira)	344.4	巴拉那	1978
6	欣古(Xingo)	316.2	圣弗朗西斯科	1994
7	圣安东尼奥 (Santo Antonio)	315.04	马德拉	2008 年开建，预计 2015 年投运
8	伊图比若 (Itumbiara)	212.4	巴拉那伊巴	1980
9	阿利亚河口 (Foz do Areia)	167.6	伊瓜苏	1980
10	茹比阿 (Jupia)	155.1	巴拉那	1968

资料来源：巴西电力统计资料。

核电　2010 年，巴西有两台核电机组在运行，63 万 kW 的安格拉 1 号和 135 万 kW 的安格拉 2 号，但其发电量所占比例很低，2010 年仅为 2.8%。第三台核电机组 1986 年开始建设，3 年后停止建设，2008 年恢复建设，计划 2015 年投运。为满足巴西不断增长的电力需求，巴西计划到 2030 年至少再建设 4 台核电机组。

电网　巴西电网电压等级从 230kV 到 750kV 共有 6 级。截至 2010 年底，巴西 230kV 电压及以上的输电线路约 98 649km。由于巴西水电站都远离负荷中心，其远距离输电技术发展较快。初期电能的输送多采用 345kV 的输电线路，后多采用 500kV 的输电线路。巴西国内运行线路最高电压等级，交流为 750kV，直流为±600kV。表 4 为巴西输电线路长度。

巴西形成南部、东南部、北部和东北部 4 个大区互联电网，在偏远地区还有一些小规模的独立系统。通过伊泰普水电站的建设，实现了南部电网和东南部电网的互联。通过图库鲁伊电厂输电线路的建设，实现了北部电网和东北部电网的互联。1999 年，巴西建设了一条长 1028km 的 500kV 交流输电线路，实现了 4 个大区电网的互联，形成统一电网。

表 4　巴西输电线路长度（km）

年份	230kV	345kV	440kV	500kV	直流 600kV	750kV	合计
1990	26 217	8295	5713	13 356	1612	1783	56 976
1995	28 376	8545	5923	13 973	1612	1783	60 212
2000	34 041	8952	6498	18 617	1612	1783	71 503
2005	35 737	9579	6668	26 771	1612	2683	83 050
2008	37 710	9772	6671	31 868	1612	2683	90 316
2009	41 503	9784	6671	33 212	1612	2683	95 465
2010	43 251	10 060	6671	34 372	1612	2683	98 649

资料来源：2002 年前数据来自巴西国家电力公司历年年报，2003 年以后数据来自巴西输电系统运行机构统计数据。

技术经济指标　1990～2010 年，巴西设备利用小时为 4200～4770h。巴西河流较多，水量充沛，水电设备利用小时最高，达到 4500h 以上；火电设备利用小时较低，为 2030～3599h。巴西远距离输电线路较多，线损率相对较高。电源结构以水电为主，厂用电率较低。巴西电力工业主要技术经济指标见表 5。

表 5　巴西电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4200	4770	4739	4325	4498	4374	4589
其中：水电	4537	5010	4992	4763	4757	4974	5001
火电	2030	3067	3599	2741	3472	2454	3361
核电	3405	3697	3075	4910	6960	6456	7236
厂用电率（%）	4.97	4.85	4.99	5.67	3.97	4.02	3.64
线损率（%）	12.71	14.84	16.25	15.13	15.25	15.82	15.58

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

用电构成　2010 年巴西全国用电量为 4648 亿 kW·h。巴西分行业用电构成基本保持不变。2010 年工业用电约占总用电量的 49.5%、商业、服务业约占 23%，居民生活约占 23.3%，农业、渔业约占 3.8%，交通运输业用电约占 0.4%。表 6 给出了巴西用电量及其构成。

表 6　巴西用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	农业和渔业	交通运输业
2000	3299	47.6	25.3	22.9	3.8	0.4
2005	3752	50.3	22.2	23.0	4.2	0.3
2006	3900	50.8	22.0	22.6	4.2	0.4
2007	4122	50.9	22.1	22.4	4.2	0.4
2008	4283	50.3	22.3	22.7	4.3	0.4
2009	4261	48.1	23.9	23.7	3.9	0.4
2010	4648	49.5	23.3	23.0	3.8	0.4

资料来源：国际能源署历年《非经济合作组织能源统计》。

管理体制和机构　巴西政府从 20 世纪 90 年代中期开始实施电力工业规模扩张、多元化和重组的综合改革计划。该改革是以实行私有化、在发电和售电两个方面引进竞争机制，作为主导。在这种新体制下，巴西国家电力公司被剥离了部分管理职能，政府的作用仅限于制定政策。2004 年，出台新的电力监管办法，将巴西国家电力公司从私有化方案中退了出来。巴西约 65%的配电公司实施了私有化，主要发电资产控制在政府手中。巴西国家电力公司由国家控股，在电力市场中发挥主导作用，拥有 6 个发电子公司、6 个配电子公司和 1 个输电子公司，拥有巴西境内的所有高压输电线路，37%的装机容量和较小的配电市场份额。

改革后，巴西电力管理的最高部门是国家能源政策委员会（CNPE），下设能源矿产部（MME）和能源秘书处（SEN）。能源秘书处领导一个规划机构（CCPE），负责提出电力发展规划，指导电力工业发展。

1996年12月，成立了独立的电力监管机构（ANEEL），负责电力市场技术和经济方面的监管工作，颁发电力企业经营许可证，规范电力市场价格。

1998年8月，成立了独立的电力市场运行和管理机构（ASMAE，现更名为CCEE），管理巴西能量批发市场（MAE），负责电力市场参与者之间的电力交易和结算。

1998年10月，成立了独立的国家电力系统运营机构（ONS）。其主要职责是运行国家联网系统（SIN），管理国家输电网。

Beijing Shi dianli gongye

北京市电力工业 (electric power industry in Beijing Municipality) 北京市是中华人民共和国首都，位于华北平原北部，北依燕山山脉，西临西山山麓，东南为永定河冲积平原，与河北省、天津市接壤；面积1.64万km^2，2012年底常住人口2069万人。

北京是中国最早有电的城市之一。1888年，清政府工部为修葺北京西苑（今中南海），在仪銮殿（今怀仁堂）西墙外安装容量为20hp（约15kW）的发电机1台，成立西苑电灯公所，供清宫廷照明用电。1890年，在颐和园安装1台20hp（约15kW）直流发电机组，成立颐和园电灯公所，供园内照明用电。1905年，创办京师华商电灯股份有限公司；1906年12月25日，在前门西顺街（今前门西大街41号）建成发电的西城根发电厂，装机2×150kW（图1）；1919年8月，该公司在京西兴建石景山发电厂，1922年2月以33kV电压向北京城区和南郊供电，这是华北地区首次出现33kV输电线路和电网。到1949年，全市仅有公用发电厂2座，发电装机容量5.8万kW，年售电量8368万kW·h，电网最高电压等级为77kV。

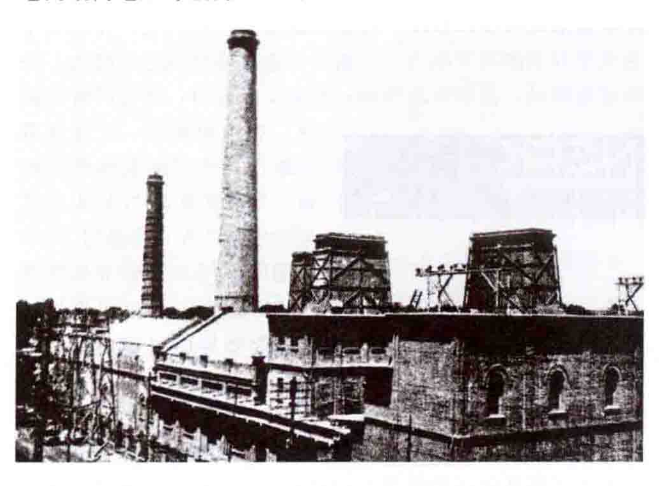


图1 京师华商电灯股份有限公司前门西城根发电厂

1949年以后，北京市电力工业得到迅速发展。1954年6月开始建设的官厅水电站是全市第一个水电建设项目，1955年12月第一台机组投产发电。此后，又在永定河水系上陆续建成了下马岭、下苇甸、模式口等一批梯级电站；在潮白河水系上建成密云水电站。北京第一热电厂是中国“一五”计划期间的重点建设项目，1957年开工建设，1977年全部建成，发电装机容量34万kW，供工业用汽700t/h、采暖用热0.84TJ/h，是北京供热发电的骨干电厂。1959年12月，高井发电厂开工，1974年全部建成，发电装机容量60万kW，是当时北京市最大的骨干电厂，并在中国首次采用了机、电、炉单元集中控制。截至1978年底，北京市建成水、火力发电厂（站）12座，发电装机容量为181万kW，年售电量71亿kW·h，形成了以220kV为骨干的环形电网。

电源建设 1978年后，北京市电力工业进入了大电网、大机组、高电压、高度自动化的发展时期。在内蒙古、山西、河北等地建设了一批大型火力发电厂，通过500kV超高压输电网把电力送到北京。

1995年，在原厂址上就地改造扩建的石景山热电厂全部竣工，新装20万kW供热机组4台。对北京第一热电厂也进行了改造扩建，1998年2台14万kW供热机组投产。在京东高碑店建起了发电装机容量达70万kW的供热电厂。为解决京津唐电网调整负荷困难的问题，建起了十三陵抽水蓄能电站（4×20万kW）。

截至2012年底，北京地区发电装机容量达731万kW（其中水电102万kW、火电614万kW、风电15万kW），全年发电量293.1亿kW·h，其中水电发电量7亿kW·h，火电发电量283亿kW·h，风电发电量3.1亿kW·h；发电设备平均利用小时3982h，其中火电4627h、水电411h。

电网建设 1993～1995年，华北地区尤其是北京市出现缺电局面，华北电力集团公司为此制定和实施了“9511工程”（20世纪90年代初，中国出现严重的供电不足现象，国务院为此提出“9511工程”，提出到1995年11月基本解决缺电局面的目标），初步解决了华北地区的严重缺电问题，结束了北京市长期拉闸限电的历史，为北京市净增电力容量100万kW。从1997年起实施了“9950工程”（为迎接1999年中华人民共和国成立50周年，北京市政府决定兴建67项重点工程），加快城市电网的建设和改造。昌平—房山500kV紧凑型输电线路1999年11月建成投产（见图2）。

2009年，北京电网已形成以500kV电网为骨架、220kV电网为主体、110kV及以下电网覆盖全市的大型城市电网，是京津唐电网的负荷中心。北京电网500kV网架由9座变电站形成扩大双环网结构，西北部和南部分别外扩至张家口和河北地区，通过500kV 10个通道与外网联络，220kV网络由7座500kV变电站的220kV母线联络断路器作为分区点，形成6个相对独立的供电分区，各分区之间通过联络线互为备用；110kV及以下电网除并网线路外，全部开环运行，形成辐射状电网覆盖全市范围，见图3。

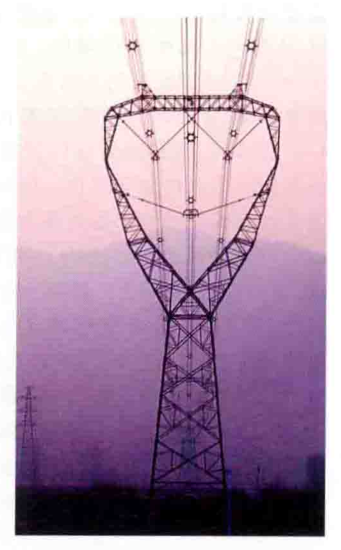


图2 昌平—房山500kV紧凑型输电线路直线塔

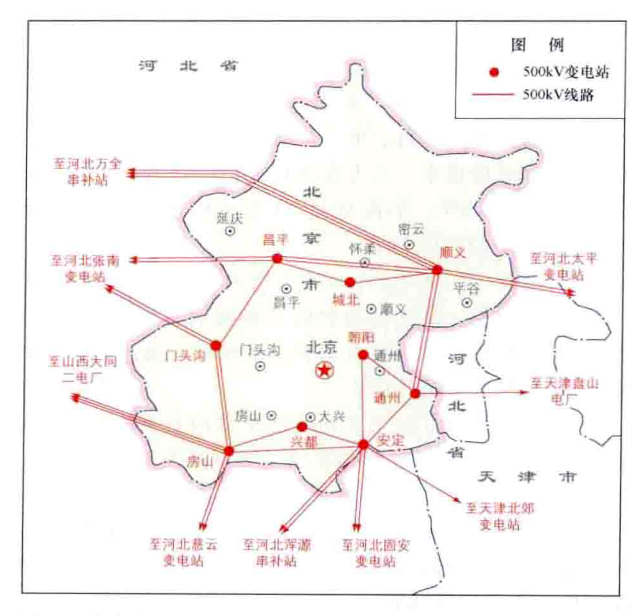


图 3 北京电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

用电状况 1995 年，北京地区全社会用电总量为 222.6 亿kW·h；城乡居民生活用电量达 18.1 亿 kW·h，人均年生活用电量达 180kW·h，居全国第二位。2012 年，北京全社会用电量达 874.27 亿 kW·h，其中：第一产业用电量达 18.14 亿 kW·h；第二产业用电量达 320.9 亿 kW·h；第三产业用电量达 373.4 亿 kW·h；城乡居民生活用电量达 161.83 亿 kW·h。

电力体制 1946 年 3 月，冀北电力股份有限公司在北平成立，统一管理平津唐电网和北平、天津、冀北的电力企业。1949 年，冀北电力股份有限公司与察哈尔省所属电业局合并组建为华北电业公司。同年 12 月，华北电业公司更名为华北电业管理总局。1950 年，撤销华北电业管理总局，1952 年成立华北电业局，1956 年更名为北京电业局。1958 年 1 月，北京电业局撤销。同年 7 月，北京电业局与北京电力建设局合并成立北京电业管理局。1964 年 10 月，北京电业管理局更名为北京电力公司。1968 年 6 月恢复北京电业管理局名称。1970 年 11 月成立北京电力工业局。1975 年 11 月改称北京电业管理局。2004 年更名为北京电力公司。2008 年 3 月更名为北京市电力公司，是国家电网公司所属的省级电力公司，特大型现代电力企业，承担北京地区 1.64 万 km^2 范围内的电网规划建设、运行管理，以及 700 余万用户的供电服务工作，同时承担着保障中共中央、国务院等国家机关及首都各类重大政治、文化交流活动安全可靠供电的重要任务。2012 年，北京市电力公司累计完成售电量 792.06 亿 kW·h；拥有 35kV 及以上变电站 642 座，变压器 1453 台，总容量 9634 万 kV·A；35kV 及以上架空输电线路总长度 8062km；电缆线路总长度 1577km。

北京能源投资（集团）有限公司（简称京能集团）成立于 2004 年 12 月 8 日，由北京国际电力开发投资公司和北京市综合投资公司合并重组，是北京市人民政府出资设立的国有独资公司，注册资本 130 亿元。2011 年底，北京热力集团划转京能集团。作为北京市政府电力能源的投资建设主体，京能集团经营和管理北京市政府电力、节能等相关的投资基金，承担着北京市电力、热力等能源项目的投资、建设及节能与环保技术的开发等任务。京能集团的业务主要为电力能源、热力供应、地产置业、节能环保和金融证券五个板块。截至 2012 年 12 月底，京能集团电力装机控制容量为 1234 万 kW。

beimei dianli kekaoxing guanli

北美电力可靠性管理 (reliability management of electric power system in North America) 以北美电力可靠性公司为依托开展的针对电力系统的可靠性管理工作。工作范围包括：进行负荷预测，编制（短期）运行规划，制定中、长期发展规划；制定各项准则、规程、名词术语标准；定期评价供电的可靠性，收集、统计和分析发电设备可用率数据；组织典型事故调查，编写报告，提出建议；建立以计算机为基础的数据库和通信网络；定期培训可靠性管理人员，进行技术交流，不断更新技术，提高其业务水平和工作能力等。

管理机制 美国可靠性管理工作开展较早，统计报告系统也较为完善。1965 年美国东北部发生大停电事件后，美国联邦电力委员会在 1967 年的报告中对于大电力系统提出在与经济有任何矛盾时“可靠性有优先权”的观点，翌年成立国家电力可靠性协会。1981 年，由于加拿大、墨西哥部分地区电力系统的相继加入，该协会更名为北美电力可靠性协会（North American Electric Reliability Council，NERC）。2003 年美加“8·14”大面积停电事件发生后，美国更加重视大电网的安全可靠运行。2007 年，联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）授权北美电力可靠性协会作为美国唯一的电力可靠性组织，北美电力可靠性协会改称北美电力可靠性公司（North American Electric Reliability Corporation，NERC），同时授权其制定强制可靠性标准。

北美电力可靠性公司是联邦能源管理委员会授权的非营利、非官方的电力可靠性管理组织，其主要职责有：①制定发输电系统可靠性标准，监督强制相关企业执行，并以 3 年为周期对美国所有电力公司相关标准完成情况进行检查，公布违规情况，提出改进措施；拥有法律权力，通过严格的监测、审计和调查，对违规者实施经济处罚或其他执法措施。②负责发输电系统的可靠性评估工作，即通过 10 年一期的预测对发输电系统进行充裕性评估以及安全性评价，发布未来 10 年的可靠性评估报告，报告针对负荷预测和电网规划提出可靠性提升措施。③对发输电系统进行监测，组织典型事故调查。④负责行业内的培训、认证等工作。



北美电力可靠性公司标志

在发输电系统可靠性方面，美国绝大部分区域都处于北美电力可靠性公司的管理范围之内。北美电力可靠性公司下辖 8 家区域组织，分别是德克萨斯可靠性组织（TRE）、佛罗里达可靠性协调委员会（FRCC）、中西部可靠性组织（MRO）、东北电力协调委员会（NPCC）、第一可靠性合作组织（RFC）、东南电力可靠性协会（SERC）、西南联合电力系统（SPP）和西部电力协调委员会（WECC）。NERC 定期提出的报告都是根据各区域组织提交的报告汇总编制的。

在配电系统可靠性方面，管理工作主要由各州的公共事业委员会（State Public Utility Commission，PUC）负责。

由于美国各州的公共事业委员会相对独立，可靠性管理模式也不尽相同，因此各州各自负责统计所辖区域内的可靠性数据，并制定相应措施以提高辖区内的配电网可靠性水平。

标准和准则　分为输电系统与配电系统两方面的标准和准则。

在输电系统方面，2005年之前，北美电力可靠性公司制定的《北美大电力系统可靠性标准》一直处于自愿执行状态。2003年美加“8·14”大面积停电事件后，美国国会于2005年7月29日通过了H.R.6 2005能源政策法案，提出建立一个在北美地区具有制定和执行强制性可靠性标准行政权力的电力可靠性组织（REO）的议案。2007年5月，联邦能源委员会根据2005年能源法要求发布了《大电力系统强制性可靠性标准》。2007年6月18日全美正式强制执行当时已批准的83个北美电力可靠性公司可靠性标准。

在配电系统方面，电气与电子工程师学会（IEEE）于1980年形成第一个供电系统用户供电可靠性的行业推荐标准（IEEE Std493—1980），以后大约每5年修订1次。当时美国有3000家供电公司，没有全国统一供电可靠性准则，各公司执行自定的准则，对用户“10年1天”的缺电时间概率（LOLP）仍是北美电力系统、各电力公司共同遵守的最基本的可靠性准则。IEEE Std493—1980的发布为各公司制定准则提供了理论方法和数据基础。在该推荐标准中，全面论述和提供了工业、商用（含居民、市政办公等）配电系统规划设计可靠性的丰富资料，包括可靠性概率评估方法的基本概念、电力系统可靠性评估基础、可靠性经济分析基础、停电损失数据、设备可靠性数据与可靠性分析实例等，还包括事故和工作备用、预防性维修、现运行系统可靠性及其改善措施等方面的内容。此外，IEEE的IEEE Std1366系列标准主要对供电企业可靠性汇报进行了规范。

beiou dianli jiaoyi shichang

北欧电力交易市场　(electricity trading market in North Europe)　覆盖区域包括挪威、瑞典、丹麦、芬兰4国，是世界上第一个跨国电力交易市场。挪威最早牵头北欧电力交易市场建设。北欧电力交易市场包括组织机构、市场成员、交易框架等主要组成部分。

组织机构　主要有北欧电交所、北欧输电系统运营者合作组织、北欧各国输电系统运营者等。

北欧电交所（Nord Pool ASA）　北欧电力交易市场交易和结算的组织管理机构。北欧电交所及其附属子公司负责市场主要的交易和清算活动，其职责包括：为电力交易市场提供价格信号；组织运营电力现货市场和金融期货市场，进行远期合同、期货合同和期权合同的交易，为电交所中的电力交易和所外的标准合同提供清算服务；担当市场主体的合同方；以现货市场的价格机制解决输电阻塞；向相应区域的输电系统运营商（TSO）报告所有的电力交易成交结果和交易计划等。

北欧输电系统运营者合作组织（Norde）　北欧各国（丹麦、芬兰、冰岛、挪威和瑞典）输电系统运营者的合作组织，其职责包括：编制北欧输电系统的发展规划（包括电网投资），协调管理电网运营阻塞；交换电力系统运行、安全和供电可靠性信息；制定输电定价和辅助服务定价的方法；推进北欧输电系统运营者的国际合作；保持和发展与各国政府电力部门和监管机构（特别是在北欧和欧洲）之间的联系；编制和发布有关北欧电力系统和电力交易市场的信息等。

北欧各国输电系统运营者　北欧没有一个统一的输电系统运行者，各国输电系统运行机构独立运作，主要负责电力系统的发展、安全稳定运行和各自调度范围内的电力实时平衡。

市场主体　主要包括发电商、电网拥有者、交易商、零售商和用户。

发电商　并网发电的电厂。一般10MW及以上电厂按个体参与市场竞争，10MW以下电厂通过代理参与。

电网拥有者　负责发电商和用户之间的电力传输，分别通过国家电网、区域电网和本地电网3个层次进行。国家电网公司既是国家电网的所有者，又是输电系统的运营者，负责全国电力系统的安全可靠运行和电力在国家电网上的输入输出；区域电网负责国家电网和本地电网之间的电力传输，也为大工业用户供电；本地电网负责所辖范围内用户的配电。北欧各国要求电网公司不能进行电力期货和现货交易，不能拥有发电厂，不能向用户供电。

交易商　类型包括：①拥有地区供电网络的电力公司，如芬兰的赫尔辛基电力公司、瑞典的博卡电力公司等，这种电力公司一般拥有自己的发电厂、中低压输配电网络和用户；②不拥有输配电网络的电力公司，通过自己的电厂发电或签订外购电量合同向用户供电，同时与拥有输配电网络的电网公司签订合同，向拥有输配电网络并提供电力转运服务的电网公司交付转运费。

零售商　向终端用户销售电力的公司，它可具有供电商和（或）平衡提供商职能。供电商与用户签订电力买卖合同，向其销售电能；平衡提供商在市场中进行电力买卖平衡交易。有些零售商可能同时具有以上两种职能。

用户　无论是工业用户还是家庭个人，都是从电网获取电力的消费者。电力用户与电力交易商签订协议购电，同时与电网所有者签订连接电网协议。因此，用户除了缴纳用电费外，还需缴纳用于连接电网和电力传输的电网费。

北欧电力交易市场要求发电侧和零售侧开展竞争。但是，输电、配电仍然垄断经营，维持其固有格局。因此，市场成员的身份经常是重叠的。

交易框架　北欧电力交易市场包括北欧电力批发市场（Wholesale Market）和北欧电力零售市场（Retail Market）。

北欧电力批发市场　主要组成部分包括：北欧场外交易市场（Over the Counter，OTC）（或称柜台交易市场），北欧双边交易市场（Bilateral Market），由北欧电交所的子公司或关联公司负责运营的北欧电力现货市场（Nord Pool Spot Market）、北欧电力平衡市场（Nord Pool El bas Market）和北欧电力金融市场（Nord Pool Financial Market），由各国输电系统运营商负责运营的北欧电力实时市场（Real-time markets）。

（1）北欧场外交易市场。通过交易主体双方协商达成电力双边交易合约，交易金额较大，范本合同根据双方需要额外签订合约。

(2) 北欧双边交易市场。买卖双方本着自愿互利的原则，在双方协商的基础上进行一一对应的电力交易。北欧4国依靠统一的交易管理机构——北欧电力库（Nordic Pool）开展跨国电力双边交易。北欧电力双边交易市场的交易主体包括发电商、销售商（包括趸售商和零售商）和终端电力用户。

(3) 北欧电力现货市场。即日前物理市场，电能的买方和卖方对第二天各交易时段的电能进行竞价交易。现货市场交易的范围覆盖挪威、芬兰、瑞典和丹麦4国，年交易量一般占实际售电量的30%左右。

(4) 北欧电力平衡市场。对北欧电力现货交易起平衡调节作用的交易市场。由于从现货市场关闭到第二天实时调度之间间隔较长，最长可达36h，而供需实际情况随时都可能发生变化，因而有必要在这36h内允许市场主体进行交易。平衡市场全天24h运作，交易时段以小时为单位。市场规则规定，在第二天24h的现货交易结果公布后即可进行平衡交易，对任一交易时段的平衡交易要在其实时调度前1h交易完毕。

(5) 北欧电力金融市场。由北欧电交所负责运作。进行期货交易的市场主体既有规避市场风险的发电商、零售商和用户，又有单纯套利的交易商。北欧电力金融市场交易品种主要有期货合同、期权合同和差价合同。

(6) 北欧电力实时市场。由北欧各国输电系统运营商（TSO）负责运营，一是为系统运行方的实时电力平衡提供工具和手段，二是为市场交易成员的不平衡电量提供结算电价。

北欧电力零售市场　北欧电力零售市场已经向所有电力用户开放，实现了配售分开。在电力零售市场中，大用户，如工业、商业和服务业用户，一般通过现货市场、平衡市场和电力零售商签订合同；而小用户，如居民用户，则主要在零售市场中选择自己满意的零售商和合同类型进行签约。

在北欧，无论是大用户还是小用户，支付的电费包括：①税金，相当于能源税加增值税，占销售电价的32%左右，其中能源税占13%左右，增值税占19%。②电能价格，即上网电价，占销售价格的35%左右。③过网费，占销售电价的33%左右，其中，主干网的过网费占4%，地区网占10%，配网占19%。

沿革　北欧的统一电力交易市场是逐步建立起来的。1991年1月1日，挪威能源法案正式实施。法案要求电网输电作为管制业务要和其他竞争性业务分离。1992年，挪威国家电力公司拆分为挪威电网公司（Statnett）和挪威发电公司（Stankraft）。挪威电网公司作为挪威电网系统运行者，拥有和运行1个国家控制中心和3个地区控制中心，拥有87%运行100%的主干网（包括国际联络线），电网对第三方无歧视开放。1993年1月，挪威电力交易所（Statnett Marked AS，即现在的Nord pool ASA）建立。

瑞典在1991年进行电力市场化尝试，厂网分开，并于1992年成立瑞典国家电网公司（Svenska Kraftnat）。1996年1月，瑞典加入挪威国家电力市场，两国联合成立挪威-瑞典联合电力交易所，挪威国家电网公司和瑞典国家电网公司各拥有50%的股份，总部设在挪威首都奥斯陆，在斯德哥尔摩设立办事处。（见瑞典电力工业）

芬兰电网最初由国有电网公司（WS）和企业自有电网公司（TVS）两家电网公司拥有。1997年9月，两家电网公司合并成立了国家电网公司（Fingrid）。芬兰新能源法要求从1995年6月起建立竞争性电力交易市场。次年，芬兰建立了自己的电力交易所，即负责电力平衡的芬兰电力交易所（EL-EX）。1998年6月，芬兰加入电力交易市场，瑞典国家电网公司和芬兰国家电网公司联合拥有EL-EX交易所，作为北欧电力交易平衡调节市场。

丹麦新能源法从1996年开始实施，法案要求分步开放电力交易市场。1997年，丹麦成立东部电网公司（ELKRAFT），负责丹麦东部西兰岛（Zealand）的输电网，于2000年10月加入电力交易市场。1998年1月1日，丹麦成立西部电网公司（Eltra），负责丹麦西部日德兰半岛（Jutland）和菲兰岛（Funen）的输电网，于1999年7月加入电力交易市场。至此，历时近10年，囊括北欧四国的统一电力市场建立起来，成为世界上第一个区域性跨国电力交易市场。（见丹麦电力工业）

benzhi anquan

本质安全　(intrinsic safety)　在误操作或发生内、外部故障的情况下，系统自身具备的不会造成事故的能力。本质安全是系统在安全性能方面表现出的固有特性。系统是指由相互作用的多个元素构成的复合体。系统可以是一台设备、一套生产装置，也可以是一个生产组织或企业。单一设备、装置的本质安全是指设备、装置具有能够消除或控制某种危险的属性，该属性往往通过设计手段来实现。多个元素构成系统的本质安全，其安全性能依靠系统构成要素的安全性能和相互配合、相互补充、协同工作实现。

本质安全的系统具有自稳性、他稳性和抗扰性三个方面的特征。自稳性是指系统具有保障本身安全和稳定运行的性能；他稳性是指系统具有保障本身不对外部输出风险的性能；抗扰性是指系统具有有效抵御和防范系统外部输入风险影响的性能。本质安全是一个具备动态性和相对性的概念，随着技术进步、管理理论创新而不断演化和创新。本质安全是安全管理预防原理的根本体现，是安全生产的最高境界。

本质安全一词最早源于20世纪50年代世界宇航技术界，主要是指电气设备具备控制能量释放能力，避免引燃爆炸性物质的安全性。1978年，英国科学家T.克莱兹（T. Kletz）提出了一种“本质安全”理念，即事故预防的最佳方法不是依靠附加安全设施，而是通过消除危险或降低危险程度来降低事故发生的可能性和严重性。中国有关本质安全的研究起源于20世纪50年代，在学术上明确提出本质安全概念的时间是20世纪90年代。中国自20世纪90年代以来，对本质安全的研究已经从最初的设备、技术方面的本质安全，逐步向生产系统和企业管理方面的本质安全发展，本质安全理念也逐渐被引入企业安全管理之中，采矿、电力、石油、化工、冶金等行业，都曾开展过本质安全管理体系的探索和研究。

bijiaofa

比较法　(comparison method)　对类似事物做对比分析，通过已知事物对未知事物或新事物做出预测的方法。电力需求预测中的比较法是根据一些国家或地区某一时期的

用电量、用电水平和用电增长速度预测本国或本地区达到相同经济发展水平时的用电量、用电水平的方法，分为国际比较法和国内比较法。国际比较法主要是与其他国家或地区进行比较，从而预测本国或地区的电力需求。国内比较法主要是同一国家内的地区之间进行比较，从而预测本地区的电力需求。一个国家或地区在某一历史发展时期的年用电量、用电水平和用电增长速度与其经济发展速度紧密相关，与文化、科技、教育、居民生活水平及对外贸易等也有密切的关系。运用比较法预测本国或本地区用电量时，首先需要收集大量世界各国或地区表明经济发展水平的历史统计资料、数据，并进行整理和分析。需要收集的资料包括国家或地区土地面积、居民数、年用电量、工农业发展情况、国民生产总值和国内生产总值及其增长率、产业结构、对外贸易、居民工资收入及文化生活水平、能源资源开发及能源消费结构等历史统计数据。其次要对本国或本地区预测期经济发展期望达到的各种经济指标和经济发展速度进行分析研究。使用这一方法时，要注意指标的口径问题，口径不一则无可比性。

bili yucefa

比例预测法 (proportional forecasting method) 根据历史的日、周、月度、年度负荷曲线中各时点的用电量或负荷值占累积值或最大值的比例，分析其变化趋势，预测未来需电量、负荷及负荷曲线的方法。应用该法的前提是在预测期内用电结构和用电方式变化不大。一般情况下，在较短时间内，各类用户的用电结构和用电方式不易发生大的变化，因此该法主要适用于短期（日、周、月度、年度）预测，尤其适合于在日（周、月度、年度）内预测本日（周、月度、年度）的总需电量水平，以及分行业的需电量及负荷。如果在一定时期内用电结构和用电方式没有发生较大变化，或者在能相对准确分析其未来变化趋势时，该法也可用于中长期电力需求预测。

比例预测法的具体步骤：①收集、整理历史用电量或负荷数据，计算各时点用电量或负荷占日（周、月度、年度）累计值或最大值的比例（需电量预测一般采用占累计值的比例，负荷预测采用占最大值的比例），分析其统计特征（平均值、方差、中位数等），判断历史数据变化的规律性（若方差较小，说明规律性较强）。若规律性不强，则不宜采用比例预测法。②分析预测期内各比例值的变化趋势，在历史数据比例值基础上对其进行合理修正，确定其在预测期内的水平值。③根据经过修正得到的比例和预测期的累计电量或最大负荷，测算日（周、月度、年度）的需电量、负荷值或负荷曲线。

见电力需求预测。

biaozhun

标准 (standard) 为了在一定范围内获得最佳秩序，经协商一致制定并由公认机构批准，共同使用和重复使用的一种规范性文件。标准通常以科学、技术或实际经验的综合成果为基础，由专业标准化技术组织通过一定程序制定。

分类 根据不同的分类准则，标准可以分为不同类型。按照标准针对的对象不同，分为基础标准、产品标准、方法标准、管理标准、工程建设标准等。按照标准法律约束力强弱，分为强制性标准、推荐性标准和标准化指导性技术文件。按照标准覆盖范围，分为国际标准、区域标准、国家标准、行业标准、地方标准、企业标准等，按照标准覆盖范围的分类在中国又称为标准级别；在中国企业内部，按照规范企业生产经营活动中的“物”“事”“人”对象不同，标准分为技术标准、管理标准、工作标准。

标准编号 包括国际标准编号和中国的国家标准编号等。

国际及国外标准编号形式各异，基本结构为

标准代号+专业类号+顺序号+年代号

其中：标准代号大多采用缩写字母，如 IEC 代表国际电工委员会（International Electrotechnical Commission）、API 代表美国石油协会（American Petroleum Institute）、ASTM 代表美国材料与实验协会（American Society for Testing and Materials）等；专业类号因其所采用的分类方法不同而各异，有字母、数字、字母数字混合式三种形式；标准编号中的顺序号及年号的形式与中国的基本相同。国际标准 ISO 代号及混合格式为 ISO+标准顺序号+（—+分标准号）+冒号+发布年号（方括号中内容非必需）。

中国的标准编号由标准代号、标准发布顺序和标准发布年代号构成。①中国国家标准的代号有大写汉字拼音字母构成，强制性国家标准代号为 GB，推荐性国家标准的代号为 GB/T。②中国的行业标准代号由汉语拼音大写字母组成，加上斜线和 T 组成推荐性行业标准，如××/T。行业标准代号由国务院各有关行政主管部门提出其所管理的行业标准范围的申请报告，国务院标准化行政主管部门审查确定并正式公布该行业标准代号。③地方标准代号由大写汉语拼音 DB 加上省、自治区、直辖市行政区划代码的前面两位数字（北京市 11、天津市 12、上海市 13 等），再加上斜线和 T 组成推荐性地方标准（DB××/T），不加斜线和 T 为强制性地方标准（DB××）。④企业标准的代号有汉字大写拼音字母 Q 加斜线再加企业代号组成（Q/×××），企业代号可用大写拼音字母或阿拉伯数字或者两者兼用所组成。⑤1998 年通过《国家标准化指导性技术文件管理规定》出台了标准化体制改革，增设了一种“国家标准化指导性技术文件”，此类标准在编号上表示为“/Z”。

在中国，标准的管理采用备案制度。不同组织编制的行业标准和地方标准应向国务院标准化行政主管部门备案；企业的产品标准应向企业所在地的标准化行政主管部门备案。

电力标准的制定是为了规范电力建设、生产行为和推广电力技术的应用。由于电力工业的专业领域（规划、勘测、设计、施工、安装、运行、检修等）和企业的经营范围（电建、发电、供电等）不同，对应的标准构成了标准实际应用中的范围。

产生过程 常规程序依次分为预研阶段（对标准化对象进行调查研究、确定项目范围、内容的过程）、立项阶段（经有关机构审定，正式列入标准制修订计划的过程）、起草阶段（标准编制工作组按照标准项目确定的范围、内容和分工等进行标准编制的过程）、征求意见阶段（标准草案征求相关方意见，标准编制工作组对回复的意见进行整理、汇总和修改标准草案的过程）、审查阶段（对标准草案进行审定的过程）、批准阶段（通过审查的标准草案按照一定的程序报送相关机构批准发布的过程）、出版阶段（标准批准发布

后印刷、出版、发行的过程)、复审阶段(标准在使用一定时期后,对其内容进行重新认定的过程)、废止阶段(经过对标准的复审,确认其内容和要求已经与现实的技术、生产、建设等现实不相符而无需继续存在,停止使用的标准)等9个阶段。

在中国,编制标准除常规程序外,还有一种快速程序,分两种:①在常规程序中省略“起草阶段”;②在常规程序中省略“起草阶段”和“征求意见阶段”。采用快速程序的前提,一是对现行标准的修订,一是等同采用国际标准。

产生方法 协商一致。在标准产生过程中,各相关组织和个人都可针对标准的内容和要求提出意见和建议,经标准审定委员会(可以是临时的组织,包括临时的专家委员会等;也可以是常设的组织,包括具体专业的标准化技术委员会等)大多数(通常是3/4以上)审定认可后,由一个公认的权威机构批准发布,形成正式的标准文件。在中国,除企业标准外,公认的权威机构通常由政府部门担当。在标准编制过程中,为了征求各方意见、审查(投票)或批准而提出的标准征求意见稿、标准送审稿,以及标准报批稿等标准文稿统称为标准草案。在国外,标准的编制部门有政府,也有专业团体。

表现形式 通常有规范、规程、导则、指南等。为针对不同的标准化对象制定相应的标准内容和要求,国际标准化组织(ISO)颁布了一系列标准化工作导则,对不同类型标准应包括的内容及编写方法做了原则性规定,包括在产品标准、化学分析方法标准、术语标准、符号代号标准的编写规定中,对体例、格式、用词用语等均有一致的要求。中国根据国际标准化组织对标准的编写要求,也编制了相应的规范性文件,包括GB/T 1(所有部分)《标准化工作导则》和《工程建设标准编写规定》等。在实际生产中也有实物标准或标准物质等形式作为特例存在。



E. 惠特尼

发展历史 标准经历了远古标准化意识的产生、近代工业标准化的出现、国际标准化的发展和现代标准化理论的形成等过程。公元前221年,秦始皇统一中国后,统一货币、文字、度量衡等,被视为中国古代标准化的典范。1793年,美国人E. 惠特尼(E. Whitney,1765—1825,见图)在制造毛瑟枪时,将标准螺纹制品互换的思想应用于制造产品零件上,并提出公差标准,开创了大规模的互换性生产,提高了生产力水平,由此惠特尼被称作“标准化之父”。1901年,英国成立工程标准委员会,是最早的国家标准化组织。1930年9月,中国第一个供用电标准《电气事业电压周率标准规则》发布,对中国电力工业的发展起到了重要的推动作用。1934年,美国人约翰·盖拉德编写的《工业标准化原理与应用》一书系统论述了有关标准化的多方面理论问题,并载有许多实例,该书对标准化知识的传播,对当时和以后世界标准化活动的开展及相关理论研究都有重要的作用。1952年,国际标准化组织成立了标准化原理委员会(ISO/STACO),主要负责标准化原理、方法和技术理论问题的研究工作,为标准化理论研究和国际标准的推广应用奠定了基础。1982年,国际标准化组织第2号指南中给标准下了定义:“适用于公众的,由各方合作起草并一致或基本上一致同意的,以科学、技术和经验的综合成果为基础的技术规范或其他文件,其目的在于促进共同取得最佳效益,它由国家、区域或国际公认的机构批准通过。”该定义发布以来几经修订,形成现在关于标准的定义。

biaozhunhua

标准化 (standardization) 制定、发布和实施标准的过程。标准化活动表现在制定条款和执行条款的要求。标准化的主要作用是为了其预期的改进产品、过程或服务的适用性,防止贸易壁垒,促进技术合作。

在国民经济的各领域中,凡具有多次重复使用和需要制定标准的具体产品,以及各种定额、规划、要求、方法、概念等,都可成为标准化对象。标准化对象一般可分为具体对象和总体对象两大类。标准化的具体对象,即需要制定标准的具体事物;标准化的总体对象,即各种具体对象的总和构成的整体,通过它可以研究各种具体对象的共同属性、本质和普遍规律。

针对具体的标准化对象,标准化的直接目的通常包括适用性、相互理解、接口、互换性、兼容性、品种控制、安全性、环保性等。以产品标准为例,标准化的目的在于保证产品正常、方便地使用;保证产品或其生产过程不会对人身、环境等造成损害。

标准化活动是为数众多的人有目的、有组织、有计划的一种社会实践,伴随这种社会实践的是理性的思维和理论的研究,其研究成果称为标准化原理。由于标准化原理所阐述的思想带有明显的方法论特点,所以又称标准化方法原理。

为了推动标准化理论研究的深入开展,国际标准化组织(ISO)于1952年成立了标准化原理委员会(ISO/STACO),其主要职责是研究标准化原理、方法和技术的理论问题,为国际标准化组织理事会充当顾问。

biaozhunhua yuanli

标准化原理 (principle of standardization) 见标准化。

biaozhunhua zhidaoxing jishu wenjian

标准化指导性技术文件 (standardization technical guide) 为处于发展过程中的技术领域的标准化工作提供指南或信息,供科研、设计、生产、使用和管理等相关人员参考使用制定的标准文件。它是中国标准的一个类别。此类文件也可采用国际标准化组织、国际电工委员会及其他国际组织(包括区域性国际组织)的技术报告编制。此类文件对技术的发展产生引导作用。

1998年,中国的标准化行政主管部门增加了“标准化指导性技术文件”,作为对国家标准、行业标准的补充。中国标准化指导性技术文件的代号是在其编号中含“/Z”,GB/Z是中国国家标准化指导性技术文件的代号,DL/Z是中国电力行业标准化指导性技术文件的代号。

biaozhun tixi

标准体系 (standards system) 一定范围内的标准按其内在的逻辑关系联系形成的整体。按照其应用范围，标准体系可分为全国通用性综合基础标准体系、行业标准体系和各种特定系统的标准体系。特定系统的标准体系包括宏观和微观两个层面，对于电力工程中的火力发电和水力发电，前者包括火力发电标准体系、水力发电标准体系等；后者包括某专业、某过程、某工艺、某方法等涉及的标准形成的标准体系，如勘测、设计、土建、线路、燃煤系统、化学系统、金属结构等。

标准体系通常用标准体系表进行描述，标准体系表一般由标准体系结构图、标准明细表（见表）、标准体系编制说明和标准统计表等相关文件组成。标准体系表是将一定范围标准体系内的标准按一定形式排列起来的图表。标准体系结构可根据实际需求采用层次结构、序列结构或板块结构的表现形式，在中国电力行业中，大多数组织或企业采用层次结构的表现形式编制标准体系表。标准体系结构图的编制应在对标准体系描述的对象进行深入研究的基础上，按照产品实现专业分工的内在联系、逻辑关系或生产时序等因果关系进行编排，并做到目标明确、全面成套、层次划分恰当、清楚。

标准明细表

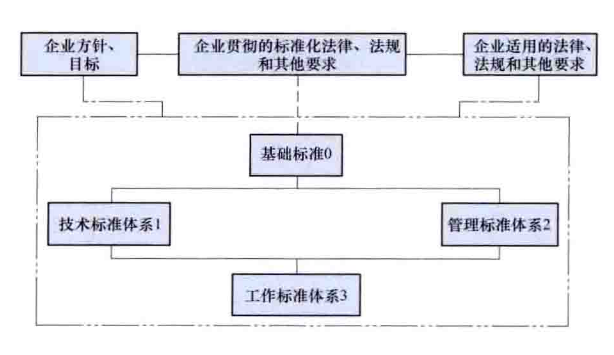
序号	体系结构号	标准编号	标准名称	采用或对应的国际、国外标准号及采用关系	被替代标准号	归口管理部门	备注
1	DL-Ⅰ 基础与通用	GB/T 2900.55—2002	电工术语 带电作业	eqv IEC 60050—651:1999		中国电力企业联合会	
2	DL-Ⅰ 基础与通用	GB/T 2900.57—2008	电工术语 发电、输电及配电运行	IEC 60050 604:1987，MOD	GB/T 2900.57—2002	中国电力企业联合会	
3	DL-Ⅰ 基础与通用	DL/T 485—2012	电力企业标准体系表编制导则		DL/T 485—1999	中国电力企业联合会	
4	DL-Ⅰ 基础与通用	DL/T 800—2012	电力企业标准编制导则		DL/T 800—2001	中国电力企业联合会	
5	DL01 电力规划设计	GB 50049—2011	小型火力发电厂设计规范		GB 50049—1994	中国电力企业联合会	
⋮	…	…	…	…	…	…	

注：归口管理部门指负责与其业务相关标准的制定、收集、跟踪或监督检查的部门。

标准体系的概念最早出现在1971年日本《JIS标准化手册 电子篇》中发表的《电子元件的标准体系及其发展趋势》，1979年发表的《工学丛书 标准化》中的“企业活动与标准化”一章中对企业标准化及其体系进行了专门论述。1983年德国出版的《标准化的体系关系》一书对德国标准中的1500项方法标准进行了分析，提出了其中存在的问题，并展示了一个合理的方法标准结构图，是标准体系结构图的最初版本。

中国第一个标准体系表《电子测量仪器标准体系表》于1973年印发，随后，在中国各行业开始了有针对性的标准体系研究，1995年，由中国电力企业联合会主编的《电力标准体系表》，以电力工业部文件的形式印发，为中国电力工业标准化建设提供了极为重要的参考文献，也奠定了中国电力标准建设与发展的基础。随着电力工业技术的发展，《电力标准体系表》进行了多次修订和完善。20世纪90年代初，中国国家标准化管理机构在借鉴国际标准体系研究成果和总结中国标准体系研究经验后，出台了国家标准GB/T 13016—1991《标准体系表编制原则和要求》，并于2009年修订和完善为GB/T 13016—2009，使标准体系建设和标准体系表的编制有据可循。

在电力企业标准化活动中，电力企业可以根据自身的生产特点，建立自有的标准体系，由于企业标准属性的不同，企业标准体系又可分为企业技术标准体系、企业管理标准体系和企业工作标准体系等。企业标准体系结构如图所示。



企业标准体系结构

bukeyong zhuangtai

不可用状态 (unavailable state; down state) 元件或系统出现故障或在维修期间不能执行规定功能的状态，又称内因不能工作状态。元件或系统自身不具备执行规定功能的条件，即使外部资源保证的情况下，仍不能执行规定的功能。

不可用状态分为计划停运状态和非计划停运状态。计划停运状态是为达到维修或其他目的预先安排的停运状态。非计划停运状态是元件或系统处于不可用而又不是计划停运的状态。计划停运应事先安排好进度，并有既定期限，将超出既定期限的部分记为非计划停运状态。计划停运状态通常会根据开展的检修工作项目的不同进行细分，非计划停运状态则通常根据停运的紧迫程度进行细分。

bumen fenxifa

部门分析法 （department analysis method） 将国民经济划分为多个行业（或部门），并对这些行业（或部门）和城乡居民用电需求进行预测，最后累计相加得到总电力需求的方法。它是国内外广泛使用的预测方法，适用于短期、中期和长期的电力需求预测。中国电力工业统计资料中的行业用电按照国民经济行业分类标准进行分类，所以部门分析法可以直接利用公布的国民经济和社会发展统计中的电力统计资料，根据国民经济行业用电分类进行电力需求预测。

行业分类 由于各地区的工业布局、产业重点不同，采用部门分析法进行需电量预测时，应参照现行国家经济统计部门的33个行业分类和电力用电统计分类标准，根据本地区的产业特点、各行业耗电量大小和耗电特性，将某些行业合并或分解，划分为一定数量的行业，包括：①农业；②能源采选业；③其他采选业；④食品制造业；⑤纺织业；⑥电力及蒸汽、热水生产和供应业；⑦能源加工业；⑧化工业；⑨建材业；⑩冶金业；⑪机械制造业；⑫其他工业；⑬建筑业；⑭交通运输业；⑮普通商业；⑯其他事业；⑰城市居民生活；⑱农村居民生活。在这个行业分类中，第一产业是行业①；第二产业包含行业②～⑬；第三产业包含行业⑭～⑯；城乡居民生活包含第⑰、⑱两项。

需电量预测的计算 根据以上行业分类，分别预测各行业的需电量，最后总加得到全社会需电量。计算公式为

全社会需电量＝行业①需电量＋行业②需电量
＋…＋行业⑱需电量

或 全社会需电量＝第一产业需电量＋第二产业需电量
＋第三产业需电量＋城乡居民生活需电量



caiwu fengxian guanli

财务风险管理 (financial risk management) 企业在财务管理过程中，对能导致财产损失甚至破产、倒闭等事件发生的可能性进行的识别、测定、防范和控制等工作。其目的是保障财务活动的安全和稳定，实现良好的经营目标。企业应通过对财务风险类别的判定，有效识别风险，运用一定的风险测定方法揭示风险，从而达到防范和控制风险的目的。财务风险管理整体框架见图。



财务风险管理整体框架

财务风险类别 常见的包括：①筹资风险，包括负债筹资、股票筹资、发行债券、租赁筹资的风险；②投资风险，包括固定资产、流动资产、股权和债权等投资的风险；③现金流量风险；④汇率风险；⑤对外担保风险等。

财务风险识别 对风险的识别可以从不同层次或角度进行，通常有报表分析法、指标分析法和定性分析法。另外还有分组分析法、风险调查法、决策树法等。

报表分析法 通过企业各类报表（见财务会计报告）和统计资料，对企业的盈利能力及其稳定性、偿债能力及其可靠性、资本结构及其稳健性、资金分布及其合理性、企业的成长能力及其持续性等进行综合分析、评价，以识别风险。

指标分析法 对企业财务、统计以及搜集的资料进行指标的计算、对比和分析（见财务指标评价体系），识别风险。风险指标的选择，不同行业、地区有不同的侧重（有不同的警戒值）。电力企业常用的指标有销售利润率、总资产报酬率、净资产收益率、资本保值增值率、资产负债率、流动比率、速动比率、应收账款周转率等。

定性分析法 在前两种方法的基础上，选择对企业经营活动有重大影响或较为复杂的关键风险项目，由各方面专家进行综合、定性的分析，以弥补上述两种方法中量化指标的不足，又称专家意见法或经验分析法。

财务风险测定 有概率法、数理统计法、回归分析法、经济活动分析法和技术经济分析法等方法，多采用概率法和数理统计法。

概率法 把一些财务风险视为随机事件，用概率值来描述风险发生的可能性和导致损失的大小。如对企业应收账款进行抽样分析，发现每百万元发生坏账的概率，得出企业可能发生的坏账损失。

数理统计法 通过抽样取得有关财务风险数据的分布，分析计算出平均值、集中趋势和离散程度等数量指标，并对财务风险发生的可能性及造成的损失估计出数值和范围。描述财务风险集中趋势的数据有平均值、标准差和方差。平均值反映财务风险样本数值的均衡程度；标准差和方差反映围绕中心值的离散程度，从而计算出某一概率条件下，导致损失的范围或某损失范围可能发生的概率值。

财务风险防范和控制 要体现预防在先、补救在后、控制为主、对抗为辅的原则；对风险进行早期预报、全面控制、全过程监督；建立内部控制和内部审计制度，并予以规范化、标准化，形成严密的财务风险防御屏障和控制体系；保持企业负债水平、生产规模、库存设备、存货周转、资金运动、盈利水平、投资等始终处于安全区域，使企业具有良好的财务稳定性和经营安全性。

企业内部控制是指由企业董事会、监事会、经理层和全体员工实施的，旨在实现控制目标的过程。目标是保证企业经营管理合法合规、资产安全、财务报告及相关信息真实完整、提高经营效率和效果、促进企业实现发展战略。

内部控制根据其内容发展可分为内部控制牵制发展阶段、内部控制制度发展阶段、内部控制结构发展阶段和内部控制整合框架与风险管理发展阶段。

中国电力企业财务风险管理 重点包括筹资风险管理、投资风险管理、外汇风险管理、应收账款管理和对外担保管理。

筹资风险管理 电力工业是资金密集型的，筹资风险管理尤其重要，应遵循的标准和原则包括：①以“需”定“筹”和效益性标准，适时、适量地筹集资金；②筹资期限适当和负债率合理的标准，避免负债率过高，导致企业信用危机；③股权相对稳定标准，股份制电力企业要充分考虑进行股权筹资使股权结构发生较大变化时带来的多方面影响；④对资本结构、筹资组合进行综合平衡，以最低的筹资风险和资金成本获得最大的投资效益。

在企业筹资活动中，要着重加强负债管理和对上市公司的管理。做好债务控制，防止企业超支付能力过度负债。企业举债必须进行可行性分析和风险评估。非独立核算企业未经授权不能向金融机构或其他企业借款。未经批准，任何单位不能从事有偿集资活动。企业上市发行股票，要充分论证必要性和可行性，严格按规定程序运作，按承诺使用资金，并做好后续管理工作。（见中国上市电力企业）

投资风险管理 企业对投资项目要做好可行性研究，通过对预测现金流量、净现值、财务内部收益率、投资报酬率等指标的充分论证，专家参与决策及加强对投资活动的监控等方法，保证项目有较高的成功率和收益，并遵循规定的程序和权限。非独立核算企业不得对外投资。投资收益低或亏损的，要尽快清理收回。企业之间不得乱拆借资金。企业出

借资金必须委托金融机构办理，由有关单位提供可靠担保，执行规定的利率。

外汇风险管理　及时分析各币种的汇率变化，利用外汇市场的套期保值以及增减外币的使用量等手段，规避外汇风险。

应收账款管理　电力企业的电费多为先用后支，强化电费回收的技术手段，采取多种措施追收陈欠电费等是应收账款风险管理的重要内容。电力施工和修造企业要及时回收工程款和货款。各单位都要重视清理回收长期挂账的其他应收款项。

对外担保管理　严格控制对外担保。对外担保必须符合有关法规并履行规定手续，落实反担保责任及履约方式。非独立核算企业不能对外担保。

此外，电力财务公司等非银行金融机构要严格按规范执业，防范和化解金融风险；电力企业要采取措施，防范金融风险对企业经营的影响。电力企业资产量大，要重视资产在使用和运行中的风险管理，并根据不同情况进行财产保险工作。

caiwu guanli

财务管理　(financial management)　根据企业目标，合理有效地组织资金运动和正确处理财务关系的活动。财务管理是按照国家法律法规和政策以及企业经营管理目标要求，遵循资本运营规律，在坚持财务管理原则基础上，运用定性定量方法，对企业财务活动进行组织、预测、决策、计划、控制、分析和监督等一系列工作的总称。随着管理水平的提升和信息技术的发展，企业逐步实行财务集约化管理。

目标　对财务管理的目标先后有三种观点，即利润最大化、每股盈余最大化和企业价值最大化（或股东财富最大化）。不同时期、不同理财环境以及管理者认识水平的不同，对以上观点的接纳程度也不同。

利润最大化　20 世纪 50 年代，西方一些学者提出企业财务管理的目标是利润最大化。1978 年以前，中国在计划经济体制下，虽然没有明确提出财务管理的目标，但实际上企业经营是以产值最大化为目标。1978 年后，人们改变了对利润的偏见，认识到利润的多少在一定程度上体现了企业经济效益的高低。20 世纪 90 年代初，有的企业就明确提出企业财务管理的目标是利润最大化，促进了企业经济效益的提高。这一目标在实践中逐渐暴露出一定的问题，主要表现在它没有说明企业利润发生的时间，没有考虑利润与资本之间的关系（利润率），也没有有效地反映风险问题，可能导致企业为了一味地追求最大利润而不管风险大小，以及产生短期利益行为。

每股盈余最大化　这种观点认为，应当把企业的利润和投入的资本联系起来考虑，用每股盈余（或权益资本净利率）来反映企业财务目标，以避免利润最大化目标的缺点。但这种观点仍然没有考虑每股盈余取得的时间和每股盈余的风险。

企业价值最大化　针对以上两种观点存在的问题，西方一些学者又提出了企业财务管理的目标是企业价值最大化，股份制公司称其为股东财富最大化。实现这一目标，要求经营管理人员为公司股东创造预期未来收益的现值最大，即以预期未来收益按适当的折现率折算的当前的现值最大。对上市公司，股东财富以股东所持有的普通股的市场价值来衡量，因此，总是要力求股份市场价值最大。这一目标的好处是：①可以判断一项财务决策是否与此目标一致；②允许并促使经营管理人员在做各种决策时考虑资金的时间价值和风险问题，充分体现对企业资本保值增值的要求，因而有利于制约企业追求短期利益的行为；③有利于考评经营管理人员的绩效，限制甚至防止管理人员与企业整体利益相悖的行为。以企业价值最大化为目标也有其不足之处，如企业创造的预期收益难以准确预计等。

职能　可分为财务预测、决策、计划、组织、控制、分析和监督等职能。现代企业财务管理中，财务管理职能的重点已由反映和监督逐步转向决策参谋和理财。①预测，根据财务活动的历史资料，考虑现时的要求和条件，对企业未来的财务活动和财务成果做出科学的预计和测算。②决策，在科学预测的基础上，根据企业目标，对企业未来时期的财务目标和重大财务事项做出决定。③计划，对企业未来时期的财务活动进行规划和安排。④组织，为了完成财务计划、目标，合理组织企业财务管理活动中的各个要素、各个环节和各个方面，从上下左右的相互关系上，进行合理的分工和协作，协调有序地对财务活动进行管理。⑤控制，按照财务计划、目标和确定的标准，对企业财务活动进行监控，发现差异，找出原因，采取措施，纠正偏差，以确保财务计划目标的实现。⑥分析，以核算资料为主要依据，对企业财务活动的过程和结果进行调查研究、评价，分析影响计划执行的因素，挖掘企业潜力，提出改进措施。⑦监督，以核算资料为主要依据，根据国家的政策法令和企业的规章制度，对企业经济活动和财务收支的真实性、合法性和有效性进行检查和监督。⑧决策参谋，为管理决策提供依据。⑨理财，对企业的财产、资源进行统筹管理，实现财产的保值、增值。

内容　主要包括：①筹资管理；②投资管理；③资产管理（包括流动资产管理，固定资产管理，无形资产、递延资产和其他资产管理）；④成本费用管理；⑤收入与利润管理；⑥预算管理；⑦财务评价等。

筹资管理　企业通过不同渠道，采取各种方式，按照一定程序，筹措企业设立、生产经营所需资金的财务管理活动。资金是企业筹办和从事生产经营活动的物质基础，是企业财务活动的起点。

投资管理　企业以货币资金直接投资于经营性资产，然后用其开展经营活动并赚取营业利润；或将货币资金、实物或无形资产等资产让渡给其他单位，通过控制其经营活动和资产以增加本企业价值的行为。

资产管理　企业对拥有或者控制的经济资源进行有效配置和经营运作，从而为企业带来更大经济利益的活动。（见资金管理）

成本费用管理　企业采取各种成本管理方法，以控制成本、提高效率为目的的财务活动，帮助企业赚取利润，增强企业竞争力。

收入与利润管理　收入是指企业在销售商品、提供劳务及让渡资产使用权等日常活动中形成的经济利益的流入；利润是企业在一定会计期间的经营成果。加强收入与利润管理

有助于提升企业经营业绩，更好地为股东创造财富，全面提升企业价值。

预算管理　预算是指以价值形式对生产经营和财务活动所做的具体安排。预算管理是指对预算的编制、审批、执行、控制、调整、考核及监督等管理方式的总称。加强财务预算管理对落实企业战略规划和经营目标起着至关重要的作用。

财务评价　对企业财务管理活动的过程和成果进行定性、定量的分析、评估和判断的一种管理活动，是政府、投资者、债权人以及社会公众了解企业偿债能力、盈利能力、资产营运能力、发展能力和社会贡献的重要途径。（见财务指标评价体系）

原则　财务管理的原则应体现企业财务活动的行为规范，是财务管理的基本要求。财务管理基本原则为建立健全企业内部财务管理制度，做好财务管理基础工作，如实反映企业财务状况，依法计算和缴纳税金，保证投资者权益不受侵犯。企业财务管理原则一般包括资本结构优化原则、资源有效配置原则、现金收支平衡原则、成本效益最优原则、收益与风险均衡原则、分级授权管理原则和利益关系协调原则等7项。

资本结构优化原则　企业在资金筹集中要考虑资金成本，选择最佳的筹资方式，注重发挥财务杠杆作用，保持最有利于实现企业发展战略和财务目标的资本结构。

资源有效配置原则　企业在生产经营过程中，根据生产经营特点对拥有的各项资源进行有效配置和优化组合，并随着生产经营和市场变化不断进行动态调整，使其发挥最大利用效果。

现金收支平衡原则　企业在财务活动中，力求使现金收支在数量上和时间上达到动态平衡，实现资金链条环环相扣，保证企业各项财务活动持续不断地顺利进行。

成本效益最优原则　对企业在经济活动中的投入和产出进行比较，使成本与效益得到最佳的结合，以获取最多的盈利。

收益与风险均衡原则　在市场经济条件下，企业经营活动不可避免地要遇到风险（即获得预期收益的不确定性），收益与风险均衡原则要求既要追求效益，又要考虑可能的损失。财务管理对每项财务活动要全面分析收益性和安全性，按照收益与风险适当均衡的原则对经营活动进行充分评估后进行正确的抉择，以争取获得更多的收益。（见财务风险管理）

分级授权管理原则　企业应建立内部分级、归口财务管理制度。不同管理层级、不同部门的财务管理权限与其对应的管理责任，形成既相互制约又相互配合的管理关系。

利益关系协调原则　在财务管理中，应当协调国家、投资者、债权人、经营者及职工等诸多方面的经济利益，维护各方的合法权益，为企业创造和谐的运行环境。

方法　分为定性和定量两大类型。

定性方法　依据个人经验、逻辑思维和直观材料进行分析判断，确定管理对象的性质或发展趋势的方法。

定量方法　依据财务和有关信息，运用一定的数学模型和数学方法进行计算，得出管理对象具体数据的方法。财务管理的定量方法由定量预测、决策、计划、控制和分析等方法组成。每种定量方法都可分成几类，每类都有若干具体方法。例如，定量预测方法分为趋势外推法和因果分析法两类，包括直线外推、移动平均、指数平滑、销售资金率、本量利、资金回归分析、线性规划、价值型投入产出等方法。这些方法以系统论、控制论、信息论为基础，以信息技术、计算机技术的应用为手段，已形成现代财务管理方法体系，并日益在广度和深度上不断发展。

财务集约化管理（finance intensification management）以现代信息技术为手段，以“精管理、创效益”为核心理念，以统一规范的财务标准为基础，以集中化管理为主线，以提高经营效率和经济效益为目标的集中、精益、高效的财务管理方法。

目标　旨在充分发挥企业集团的规模效益，最大限度地提高资金使用效率、降低资金成本，提高预算的管控力和科学性，提升会计信息的标准化水平，提高风险防控能力，使财务管理的核算、管理、控制和决策功能得到更加充分的发挥，从而实现企业经营效率与经济效益的提升。

特点　财务集约化管理的理论基础是财务管控理论，即以集团总部为财务控制主体，在给定的环境下，采用一定的管理方式使集团资本运动沿着企业集团整体财务价值最大化的目标发展。财务集约化管理具有集中化、集成化、标准化、信息化等特点。

（1）集中化，即资源和管理的纵向集中。建立扁平化的财务管理层级，明确职责权限，理清管理界面，对企业资金流、业务流、信息流进行整合，收紧决策权，增强执行力。

（2）集成化，即业务与财务的横向集成。将财务管理伸向业务活动每个角落，再造业务流程，协同管理模式，实现价值链全过程的财务信息与业务信息横向融合、纵向贯通。

（3）标准化，即实现政策标准的高度统一。由企业总部主导，统一制定财务会计政策和管理标准，充分发挥优势，为建立一体化财务管理模式奠定基础。

（4）信息化，即以信息化建设为契机，建立数据中心，实现财务应用系统与业务应用系统无缝集成，建立一体化企业级财务应用平台。

中国电力企业财务管理的特点　包括：①电力建设和生产经营资金需要量巨大，多渠道筹集资金是财务管理的首要任务。②固定资产占总资产的50%以上，企业投资和货币资金拥有量很大，投资管理、货币资金管理及固定资产管理在财务管理中的地位突出。③电力销售收入是电力企业的主要收入，加强电价和电费管理是财务管理的一项重要任务。④企业销售收入绝大部分用于弥补成本费用支出，燃料费用一般占发电企业成本的50%以上，购电费占电网经营企业成本的60%左右，抓好燃料和购电费的管理和节约，强化成本控制，是财务管理的重点之一。⑤企业的净资产绝大部分是国有资产，建立有效的国有资产管理、运营和监督机制，保证国有资产保值增值，是财务管理的一项艰巨任务。⑥电力工业是技术密集型产业，财务管理要与之适应。通过提升网络技术和财务信息化，可以满足提高财务管理水平的客观要求。

caiwu kuaiji baogao

财务会计报告　(financial statements)　企业对外提供的反映企业某一特定日期的财务状况和某一会计期间的

经营成果、现金流量等会计信息的文件。财务会计报告由财务报告、财务报表附注和财务情况说明书组成。

财务报表 对企业财务状况、经营成果和现金流量的结构性表述。财务报表至少应当包括资产负债表、利润表、现金流量表等报表。企业财务报表是企业会计核算的最终产品。以会计的日常核算资料为依据编制财务报告，是会计核算的一种专门方法，也是会计工作的一项重要内容。

财务报表分类 按照财务报表编制期间的不同，可以分为中期财务报表和年度财务报表。中期财务报表是以短于一个完整会计年度的报告期间为基础编制的财务报表，包括月报、季报和半年报等。按照财务报表编制主体的不同，可以分为个别财务报表和合并财务报表。个别财务报表是由企业在自身会计核算基础上对账簿记录进行加工而编制的财务报表，主要反映企业自身的财务状况、经营成果和现金流量情况。合并财务报表是以母公司和子公司组成的企业集团为会计主体，根据母公司和所属子公司的财务报表，由母公司编制的综合反映企业集团财务状况、经营成果和现金流量的财务报表。

财务报表作用 编制财务报表不仅可以反映企业的财务状况和经营成果，而且可以为企业管理提供有用的经济信息。主要表现在提供企业经济活动和经营成果等一系列经济指标，方便企业的投资者、债权人通过企业的财务报表了解企业的财务状况，方便政府部门利用财务报表所提供的资料掌握企业的经营情况。财务报表是财务指标评价体系中最常见的基础数据来源。

(1) 财务报表能提供企业经济活动和经营成果等一系列经济指标，使企业管理层、各职能部门及职工全面、系统、总括地了解企业的生产经营活动情况、财务状况和经营成果，检查、分析财务计划和国家有关方针的执行情况，及时地发现生产经营中存在的问题，迅速采取有效措施，改善企业的生产经营管理，提高经济效益和社会效益。

(2) 企业的投资者、债权人通过企业的财务报表了解企业的财务状况，分析企业的偿债能力和盈利能力，从而对企业做出投资、信贷、融资等决策。

(3) 政府部门利用财务报表所提供的资料掌握企业的经营情况，监督企业对国家有关法规、政策的执行情况；税务部门利用财务报表了解企业的盈利情况，并据以核查企业缴纳税款的情况；银行利用财务报表检查、分析企业贷款的使用情况，评估企业风险，决定是否给予贷款。（见财务风险管理）

财务表附注 便于财务报表使用者理解财务报表内容，对财务报表的编制基础、编制依据、编制原则和方法及主要项目所做的解释。

财务情况说明书 对企业一定会计期间内财务、经营等情况进行分析总结的书面文字报告。财务情况说明书全面说明企业生产经营、业务活动情况，分析总结经营业绩和存在的问题及不足，是企业财务会计报告使用者，特别是企业负责人和国家宏观管理部门了解和考核各企业生产经营和业务活动开展情况的重要资料。

财务情况说明书一般应包括：①企业生产经营状况；②利润实现和利润分配情况；③资金增减和资金周转情况；④税金缴纳情况；⑤各种财产物资变动情况；⑥对企业财务状况、经营成果和现金流量有重大影响的其他事项。

caiwu pingjia zhibiao tixi

财务评价指标体系

(index system of financial evaluation) 反映、衡量企业的财务状况和经营成果的指标体系。财务评价指标体系的使用者为财务评价主体，主要包括投资者、债权人、企业内部管理者、政府及其他企业利益相关者。

作用 投资者可以通过财务评价，了解企业的运营情况，考核经营者履行管理义务的效果。投资者为了选择投资对象、衡量投资风险（见财务风险管理）、做出投资决策，需要了解企业包括毛利率、总资产收益率、净资产收益率等指标在内的盈利能力和发展趋势方面的信息；债权人可以通过财务评价指标，了解企业包括流动比率、速动比率、资产负债率等指标在内的短期偿债能力和长期偿债能力，以选择贷款对象、衡量贷款风险、做出贷款决策；对于作为社会经济管理者的政府部门来说，为了制定经济政策、进行宏观调控、配置社会资源，需要从整体上掌握企业的资产负债结构、损益状况和现金流转情况，从宏观上把握经济运行的状态和发展变化趋势。

指标分类 一般选用的指标有定量指标和定性指标两大类。

定量指标 建立在企业已有财务信息的基础上，可以直接量化的指标。常见的是基于财务会计报告的财务评价指标，包括偿债能力指标、盈利能力指标、资产营运能力指标、发展能力指标、社会贡献等。

定性指标 需要通过主观分析判断得出评价结果的指标，包括职工素质、产品市场占有率、内部控制有效性、发展创新能力等。定性指标需要通过一定的方法设计和技术处理进行量化。

评价标准 常见的财务评价标准有经验标准、历史标准和行业标准。

经验标准 依据长期的、大量的实践经验检验形成的标准，如流动比率为2：1、速动比率为1：1等。

历史标准 依据本企业过去某一时期的实际业绩数据形成的标准，可以选择历史最高水平，也可以选择正常经营条件下的水平。

行业标准 根据行业的基本水平或者可比竞争对手的指标水平所选择的标准。

中国财务评价指标体系及计算方法 2006年中国财政部修订的《企业财务通则》（财政部令第41号）界定企业财务评价主要评价企业的偿债能力、盈利能力、资产营运能力、发展能力和社会贡献等5个方面的评价指标共计21个。除了《企业财务通则》中的21个指标外，实际操作时使用较为频繁的指标还包括流动比率、销售净利率等。除了以上的传统指标外，基于价值创造的经济增加值（economic value added，EVA）指标也是评价企业业绩最常用的指标之一。

偿债能力指标 企业偿还到期债务（包括本息）的能力，一般包括短期偿债能力指标和长期偿债能力指标，具体包括资产负债率、已获利息倍数、现金流动负债比率、流动比率、速动比率和不良资产比率。

（1）资产负债率＝负债总额/资产总额×100％。资产负债率是衡量企业长期偿债能力的重要指标，从债权人的角度而言，该指标越小说明企业偿债能力越强；从所有者和经营者的角度来看，由于负债具有财务杠杆效应，因此适度负债对企业收益有利。一般认为该指标为50％左右比较合适，不同行业的企业该项指标相差较大，应结合企业经营发展情况综合评价，不能简单类比。

（2）已获利息倍数＝息税前利润总额/利息支出。式中，息税前利润总额＝利润总额＋利息支出。已获利息倍数又称利息保障倍数，反映利润对偿还利息的保障程度，该指标越高，说明长期偿债能力越强。

（3）现金流动负债比率＝经营现金净流量/流动负债×100％。现金流动负债比率是联系现金流量表和资产负债表的指标，反映经营活动现金净流量偿付流动负债的保障程度，用此项指标衡量企业偿债能力更为保险。一般该项指标越高，说明长期偿债能力越强。

（4）流动比率＝流动资产/流动负债。该指标用于衡量企业在某一时点上运用比较容易变现的资产偿付短期债务的能力。一般该指标为2∶1较为合适。

（5）速动比率＝速动资产/流动负债。式中，速动资产＝流动资产－存货。由于流动资产中的存货等资产流动性较弱，并不能随时变为现金偿还债务，因此该指标用于衡量企业在某一时点上运用随时可以变现的资产偿付短期债务的能力，是对流动比率的补充。一般经验认为，速动比率为1∶1时偿债能力较好，低于此比率说明短期偿债能力较差。

（6）不良资产比率＝年末不良资产总额/年末资产总额×100％。式中，年末不良资产总额指企业资产中存在问题、难以参加正常生产经营运转的部分，主要包括3年以上应收账款、积压商品和不良投资等。这一指标起初是《国有资本金效绩评价规则》中的指标，后被纳入修订后的《企业财务通则》财务评价指标。该指标越低，说明偿债能力越好。

盈利能力指标　企业利用资产或资本增值、获取利润的能力。包括净资产收益率、总资产报酬率、销售净利率、主营业务利润率、资本保值增值率、盈余现金保障倍数和成本费用利润率。

（1）净资产收益率＝净利润/平均净资产×100％。式中，平均净资产＝（期初净资产＋期末净资产）/2。净资产收益率是财务指标体系中的核心指标，杜邦财务分析体系（利用各主要财务比率指标间的内在联系，对企业财务状况及经济效益进行综合系统分析评价的方法）中将净资产收益率作为分析的起始点和核心。该指标反映企业净资产获取收益的能力，通常来说该指标越大越好。

（2）总资产报酬率＝息税前利润总额/平均总资产×100％。式中，平均总资产＝（期初总资产＋期末总资产）/2。该指标反映企业用全部资产获得收益的能力，通常指标越高，盈利能力越强。

（3）销售净利率＝净利润/销售收入×100％。该指标反映销售收入的获利水平。该指标越高，盈利能力越强。

（4）主营业务利润率＝主营业务利润/主营业务收入净额×100％。该指标反映主营业务的盈利程度，该指标越高，盈利能力越强。

（5）资本保值增值率＝扣除客观因素后的年末所有者权益/年初所有者权益×100％。该指标反映企业所有者权益的保值增值情况。

（6）盈余现金保障倍数＝经营现金净流量/净利润×100％。该指标反映净利润的质量。

（7）成本费用利润率＝利润总额/成本费用总额×100％。该指标反映企业成本费用与利润的关系。

资产营运能力指标　企业资产运营的效率。包括总资产周转率、流动资产周转率、存货周转率和应收账款周转率。

（1）总资产周转率（次）＝主营业务收入净额/平均总资产。该指标用于衡量企业总资产的利用效率和经营质量。该指标高，说明全部资产的经营效率高，取得的收入多；该指标低，说明全部资产的经营效率低，取得的收入少，最终会影响企业的盈利能力。

（2）流动资产周转率（次）＝主营业务收入净额/平均流动资产。式中，平均流动资产＝（期初流动资产＋期末流动资产）/2。该指标反映企业流动资产的周转速度。

（3）存货周转率（次）＝主营业务成本/存货平均余额。式中，存货平均余额＝（期初存货＋期末存货）/2。该指标反映存货管理水平，该指标越大，说明存货周转速度越快，存货占用水平越低，存货积压的风险就越小，企业的变现能力以及资金使用效率就越好。分析该项指标还应结合企业的销售政策综合考虑。

（4）应收账款周转率（次）＝主营业务收入净额/应收账款平均余额。式中，应收账款平均余额＝（期初应收账款＋期末应收账款）/2。该指标反映企业应收账款变现速度及管理效率。一般而言，该指标越大，说明应收账款管理水平高，坏账发生的可能性小，资产流动性较好。

发展能力指标　企业未来生产经营的增长趋势和增长水平。包括销售（营业）增长率、净利润增长率、固定资产增长率和技术投入比率。

（1）销售（营业）增长率＝本年主营业务收入增长额/上年主营业务收入总额×100％。

（2）净利润增长率＝本年净利润增长额/上年净利润×100％。

（3）固定资产增长率＝本年固定资产增长额/上年固定资产总额×100％。

（4）技术投入比率＝当年技术转让费支出与研发投入/主营业务收入净额×100％。

一般来说，发展能力指标越高，反映出企业发展能力状况越好。

社会贡献指标　衡量企业对国家或者社会贡献水平的高低。包括社会贡献率和社会积累率。

（1）社会贡献率＝企业社会贡献总额/平均资产总额×100％。社会贡献总额包括工资（含奖金、津贴等工资性收入）、社会保险费支出、公益救济性捐赠支出、利息支出净额、应交税金、净利润等。

（2）社会积累率＝上交国家财政总额/企业社会贡献总额×100％。上交国家财政总额包括应交税金及政府非税收入等。

经济增加值（EVA）　一种全面评价企业经营者有效使用资本和为股东创造价值能力，体现企业最终经营目标的经营业绩考核工具，也是企业价值管理体系的基础和核心。

它指从税后净营业利润中扣除包括股权和债务的全部投入资本成本后的所得。其核心理念是资本投入是有成本的，企业的盈利只有高于其资本成本（包括股权成本和债务成本）时才会为股东创造价值。

（1）计算公式。

经济增加值＝税后经营净利润－资本总成本

＝税后经营净利润－资本×资本成本率

（2）应用。2012年12月26日国务院国有资产监督管理委员会公布的《中央企业负责人经营业绩考核暂行办法》（国资委令第30号）规定，将经济增加值指标作为对中央企业负责人年度经营业绩考核的基本指标之一。该办法给出了资本成本率的确定方法：①中央企业资本成本率原则上定为5.5%；②对军工等资产通用性较差的企业，资本成本率定为4.1%；③资产负债率在75%以上的工业企业和80%以上的非工业企业，资本成本率上浮0.5个百分点。

（3）评价。经济增加值是近年来较为流行的新型财务评价指标，其概念较简单，但其计算较传统指标更复杂，在计算经济增加值时需要对会计数据进行合理的调整和修正，个别调整复杂且不易理解。资本的占用和使用是存在成本的，经济增加值指标计算时考虑了资本的机会成本，这是它与传统指标如净资产收益率的重要区别。经济增加值的概念基础被许多向下属单位分配资本成本和利息费用的公司所应用，在上市公司中应用较多，但是由于它是绝对数指标，不具有比较不同规模公司业绩的能力，通常仅适用于单个公司的历史分析和内部评价。需要在不同公司之间进行EVA水平的比较时，可以用EVA回收率（即EVA与资本占用额的比值）等相关衍生指标进行辅助分析。

caiwu (zijin) guanli xinxi xitong

财务（资金）管理信息系统 (financial management information system) 利用先进的信息技术和管理手段，全面实现会计电算化及网络环境下的财务核算、分析、控制、决策和监督等现代化财务管理功能的计算机应用系统。财务（资金）管理信息系统实现财务管理的网络化、数字化和自动化，有助于加强企业内部财务管理与资金监控、拓展财务管理空间、加快财务管理时效、提高资金使用效率、降低资金使用风险，是提升企业管理水平、加强竞争力的重要手段。

功能模块 财务（资金）管理信息系统主要包括财务模块、资产模块、财务办公自动化模块、财务关键绩效指标报告模块。

财务模块 主要完成账务管理、辅助管理、报表管理、成本核算、工资管理、内部银行、汇总报表、合并报表、报账管理、税控接口、系统设置、维护工具和综合查询分析等功能。

资产模块 主要完成固定资产管理、实物管理、无形资产管理、资源管理、资产账务管理、产权管理、数据管理、查询统计、综合分析、资产经营、报表管理和系统设置等功能。

财务办公自动化模块 主要完成电子邮件、报表传输以及文档管理等功能。

财务关键绩效指标报告模块 主要完成财务关键绩效指标数据析取、财务关键绩效指标报告展示、财务关键绩效指标报告查询等功能。

目的和作用 实现物流、资金流和信息流的同步产生，保证业务数据正确及时的共享和传递，使业务部门与财务部门形成良好沟通，真正实现财务管理与业务管理的一体化；实现财务管理组织的扁平化、网络化、弹性化，有利于企业财务预测、财务决策、财务分析及财务控制；整合企业的各项资源，根据战略的需要把诸多现代科学管理方法和手段有机地集成，对企业内财务人员、资金、财务信息等进行综合优化，实现财务管理集成化。

发展 系统发展经历了核算型财务（资金）管理信息系统阶段、管理型财务（资金）管理信息系统阶段、财务（资金）管理信息系统与进销存业务管理一体化阶段、集中式集团财务（资金）管理信息系统阶段和财税协同阶段。

（1）20世纪90年代初期，核算型财务（资金）管理信息系统阶段。编写单机程序实现会计记账、核算、制作会计报表和财务分析的计算机程序化管理，提高了财务工作效率。

（2）20世纪90年代中期，管理型财务（资金）管理信息系统阶段。此阶段以财务管理为指导，主要增加了财务分析、财务预测、自动编制财务计划、财务控制的功能。

（3）20世纪90年代末期，财务（资金）管理信息系统与进销存业务管理系统一体化阶段。实现了企业资金流、物流和信息流的一体化、集成化管理。

（4）2000年至今，集中式集团财务（资金）管理信息系统阶段。这一阶段通过计算机局域网实现财务（资金）管理信息系统与相关业务系统的信息集成和数据共享，使集团公司内部以及与相关价值链主体之间能及时传递、整理、分析、反馈财务和管理信息。

（5）财税协同阶段（发展趋势）。财务（资金）管理信息系统必须实现和新会计准则及税务业务的接轨，实现“财税一体化”。财务（资金）管理信息系统广泛应用于各行各业，为企业实现降本增效发挥着重要作用。

在电力企业中，随着电力体制改革的推进，财务（资金）管理信息系统主要呈以下发展趋势：①财务（资金）管理信息系统将实现集团公司为主体的集中式管理和控制模式，并进一步延伸到上下游企业；②财务（资金）管理信息系统将会以财务资金的活动为核心，贯穿企业整个经营活动；③财务（资金）管理信息系统的数据采集将从滞后提高到实时；④财务（资金）管理信息系统的功能将从事后核算发展到全面管理、控制、评价和优化。

见业务应用管理信息系统。

caiyong guoji biaozhun

采用国际标准 (adoption of international standard) 将国际标准的内容，经过分析研究和试验验证，等同或修改转化为中国标准（包括国家标准、行业标准、地方标准和企业标准），并按中国标准审批发布程序审批发布，简称采标。中国的采标工作依据GB/T 20000.2—2009《标准化工作指南　第2部分：采用国际标准》进行。根据与国际标准一致性程度的不同，采用国际标准的类型分为等同采用（代号IDT）和修改采用（代号MOD）。此外，中国标准和

国际标准还存在一种关系称为非等效采用（代号 NEQ）。标准在出版时一般在其封面的标准名称之下用不同方式标识出其与国际标准的一致性程度。

等同采用　中国标准与国际标准在技术内容和文本结构上相同，可以包含最小限度的编辑型修改。

修改采用　中国标准与国际标准之间存在技术性差异，清楚地说明这些差异及其产生的原因，或清楚地比较文本结构变化，可包含编辑性修改。一项国家标准应尽可能采用一项国际标准。个别情况下，只有当使用列表形式清楚地说明差异及其原因，且容易与相应国际标准的结构进行比较时，才允许一项国家标准采用若干项国际标准。



非等效采用　中国标准与相应的国际标准在技术内容和文本结构上不同，同时这种差异在国家标准中没有清楚说明，还包括在国家标准中只保留了少量或不重要的国际标准条款的情况。非等效采用不属于采用国际标准，只表明与相应国际标准的对应关系。

caozuopiao zhidu

操作票制度　(switching sequence)　电力企业为确保操作人员正确操作而实行的一种管理规定。操作票制度是防止操作人员误操作，保障操作人员人身安全、设备系统安全的一项重要措施。操作票制度主要对操作票的填写要求、项目，操作过程要求及注意事项，执行后的操作票统计、保存、检查评价、考核等内容做出了规定。

执行操作票制度始于20世纪50年代初期，是电力行业在多年运行实践中总结出来的有效预防事故发生的经验。操作票制度最早应用于电气操作，现有些发电企业已将操作票制度扩展应用于热力和机械设备系统的操作工作中。操作票制度、工作票制度与交接班制度、巡回检查制度、设备定期试验和轮换制度，并称为“两票三制”，是电力企业安全生产中运行管理和安全管理最基本的制度。

操作票是操作内容和顺序的规范化票面格式，是准许操作人员对电力生产设备及系统进行操作的书面命令，是操作人员进行正确操作的书面依据。操作票内容主要包括操作票编号，操作开始和终结时间，操作任务，操作顺序，操作项目，操作人、监护人、值班负责人、值长等签名。

电气操作是指使电气设备状态转换，一次系统运行方式变更，继电保护定值调整、装置的一起停用，二次回路切换，自动装置投切、试验等所进行的操作执行过程的总称，又称倒闸操作。

操作票由操作人填写。每张操作票只能填写一项操作任务。设备应填写双重名称（设备名称和设备编号），填写字迹要清楚，不能随意涂改。操作人和监护人应在模拟图上或接线图上核对所填写的操作项目，核对无误后分别签名，再经值班负责人审核签名，特别重要和复杂的操作还应由值长审核签名。操作时，必须按操作票填写的顺序逐项进行操作；每操作完一项，检查无误后在操作票的此项前做一个“√”记号；操作中执行复诵制度；操作中发生疑问时，应停止操作，查清问题后再进行操作，不准擅自更改操作票。全部操作项目操作完毕后，要进行复查，向值班负责人报告，并在操作票终止符上加盖“已执行”章。电气操作由两人执行（单人值班的变电站可由一人执行），一人操作，一人监护，复杂操作可执行双监护。已执行和作废的操作票应按月整理、统计、分析，按编号顺序装订并妥善保管。有关管理人员应定期对操作票进行抽查、评价，提出改进意见。

chabie dianjia

差别电价　(differential power prices)　根据国家产业政策，对鼓励类、限制类和淘汰类企业的用电执行不同的销售电价政策。差别电价是政府利用价格杠杆对工业用电大户的耗电量实施宏观调控的手段之一。

2004年6月，中国将电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁、黄磷、锌冶炼等8个高耗能产业的企业按照能耗、物耗、环保、技术装备水平等划分为允许和鼓励类、限制类、淘汰类三类并试行差别电价政策。

阶梯电价和峰谷电价都是有差别的电价，针对的对象和实施的目的有所不同。阶梯电价是将一定时期内居民的用电量分成若干档次，各档次电价按照电量由小到大的次序逐步提高，用电量超越某一档次的电量时按该档次的电价收取费用。这是针对居民用电实行的一项政策，主要目的是抑制居民用电大户的用电量，保障绝大多数居民的正常用电，鼓励节约用电。峰谷电价是根据电力系统负荷曲线的变化将一天分成多个时间段，对不同时间段的负荷或电量按不同的价格计费的电价制度。峰谷电价针对全社会用户，目的是减少供电系统的峰、谷负荷差，保证电力设施平稳、安全运行。

chabie dianliang jihua

差别电量计划　(differential power plan)　中国在安排机组发电利用小时时，优先接收水电等可再生能源发电，增加大容量、高效率、污染小的火电机组的发电小时，减少能耗高、污染大的火电机组发电小时，实现节能发电。差别电量计划改变了传统发电计划安排方式，是实行节能发电调度的一种有效过渡性措施。

实行方法　各省级电力调度交易机构协助本省政府经济管理部门按照节能发电调度的要求，编制节能降耗排序表，并制订电厂年度差别电量计划。

编制年度差别电量计划的一种可行方式是：优先接收水电等可再生能源发电机组上网，保证核电利用小时，火电充分发挥省网统调大机组的主力作用，根据机组容量、环保、系统需要及机组检修等因素统筹安排发电量计划。对于负荷中心，由于电网输送能力限制造成电力下送受限的地区，适当安排这些地区内的110kV或220kV电网就近供电的燃煤机组增加发电量，满足系统需要。对于安装脱硫装置和开展二氧化硫治理的机组相应提高利用小时；容量大、效率高的机组，安排相对高的利用小时；上网电价低的机组相应提高

利用小时；新增机组根据计划投产时间按一定的利用小时安排。每年年初，各省级电力调度交易机构根据各省政府经济管理部门编制的年度差别电量计划，分解形成年度差别电量分月计划安排方案，并于每月底动态调整下月起至年底的分月计划安排。

内容 通过机组类型差别、能耗差别、容量差别、环保差别及区域差别5个因素，给出合适的权重（某个因素的相对重要程度），逐年增加大容量、高效率、环保机组的发电小时，削减能耗高、污染大的小机组发电小时，充分发挥大容量、高效率机组节能减排的优势，引导电源投资，优化电源结构。

类型差别 各类型机组省内年度发电小时的安排原则为：①水电机组按照“以水定电”原则安排；②秸秆等生物质能和满足环保要求的垃圾发电机组按照“以量定电”原则安排；③带热负荷的热电联产机组按照“以热定电”原则安排；④煤矸石等资源综合利用发电机组按照“以量定电”原则安排；⑤风能、太阳能、海洋能发电及核电机组按照其能力安排发电；⑥天然气发电机组根据电厂与有关企业签订的年度用气合同确定年度发电曲线安排发电；⑦签订长期合同外资机组按照“合同约定”安排发电；⑧自备电厂按照“自发自用不上网”的原则发电；⑨当年新投机组根据进入商业化运营的进度按照同类型机组安排发电；⑩其他燃煤发电机组（包括未带热负荷的热电联产机组）按照能耗水平及环保水平等安排发电。

能耗差别 能耗低的机组发电利用小时高。火电机组按照能耗水平由低到高排序，节能者优先发电；能耗水平相同时，按照污染物排放水平由低到高排序。

容量差别 同类型火电机组发电小时基本一致，大容量、高效率机组的发电小时高，能耗高、污染大的小机组发电小时低。

环保差别 火电机组按照鼓励清洁生产的原则，增加脱硫机组、利用中水的机组的发电利用小时。

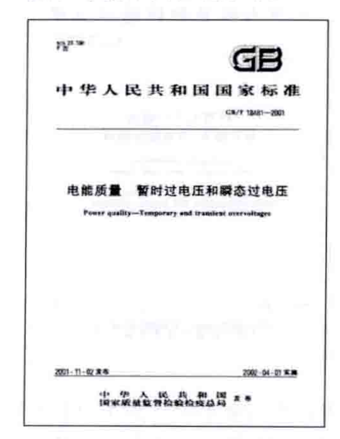
区域差别 为引导电源的优化布局及投资，确保电网的安全稳定运行，在安排机组年度发电计划时，提高电网受端、负荷中心地区的机组发电小时。

chanpin biaozhun

产品标准 (product standard) 为保证产品质量和适用性，对产品的结构、规格、质量和试验、检验方法等产品必达特性提出要求的标准。它是技术标准的一种，是指导产品设计、组织生产和检验产品验收、使用维护和洽谈贸易的技术依据。

产品标准一般包括产品的适用范围，产品的型式、规格、基本参数、尺寸及结构形状，性能、卫生安全性要求，外观及感观质量、材料、工艺、理化性等技术要求，试验方法和检验规则，标志、包装、运输、储存、处置要求等主要内容。

产品标准一般分为产品分类标准、产品技术条件标准、产品型号（代号）命名编制方法标准、产品试验方法标准4种分标准。产品分类标准内容包括：产品的品种、型式和规格的划分及其系列；产品的代号或标记；产品工艺、生产能力的参数，以及基本结构尺寸、连接尺寸、安装尺寸和外形尺寸等。产品技术条件标准内容包括技术要求、试验方法、检验规则、标志、包装、运输、储存等。产品型号（代号）命名编制方法标准内容包括产品各系统设备、部件按其内在的联系进行的统一分类、统一编码、统一标识的过程和方法等。产品试验方法标准内容包括产品质量和性能取样、测量、计量方法和程序等。


GB
中华人民共和国国家标准
电能质量 暂时过电压和瞬态过电压
Power quality—Temporary and transient overvoltages

在电力标准中，对电能质量、电力生产中需要的设备、用具等提出技术要求的标准为产品标准。GB/T 18481—2001《电能质量 暂时过电压和瞬态过电压》、GB/T 2694—2010《输电线路铁塔制造技术条件》、DL/T 1140—2012《电气设备六氟化硫激光检漏仪通用技术条件》等均为产品标准。

chanpin nenghao xian'e biaozhun

产品能耗限额标准 (standards for energy consumption quota of products) 对单位产品能耗限定值、先进值和准入值及其计算方法进行规范的依据和准则。这些指标是根据各行业实际情况，结合国内外能效平均水平、先进水平和准入要求确定的，可用于对企业进行能耗的计算、考核以及新建项目的控制。

能耗限定值为企业单位产品能耗设定的最高值。企业的实际单位产品能耗不应高于此值。能耗先进值为企业生产系统通过节能技术改造和加强节能管理，可以使单位产品能耗达到的值。能耗准入值为企业新建生产系统单位产品能耗的最高值，新建项目的单位产品能耗指标应不高于此值。

changji jiankong xinxi xitong

厂级监控信息系统 (supervisory information system for plant level) 建立发电厂全厂生产过程实时/历史数据库平台，提供实时生产过程综合优化服务的实时生产过程监控和管理信息系统。在中国，厂级监控信息系统最早应用于火力发电厂。火力发电厂级监控信息系统是一个融电厂热能动力工程、热工控制技术、管理与决策科学、信息技术、人工智能技术等学科与技术于一体的集成信息系统。

主要功能 集过程实时监测、优化控制及生产过程管理为一体的厂级信息化系统，它在生产过程控制层的分布式控制系统和厂级管理信息系统之间起到连接作用。厂级监控信息系统的主要功能包括生产过程信息采集、处理和监视，经济性能计算、分析和操作指导，运行调度，工艺设备状态监测和故障诊断，控制系统优化和故障诊断机组在线试验及其他功能，并将机组状态信息和性能信息及分析结果发送给上层的管理信息系统。

(1) 生产过程信息采集、处理和监视功能。主要包括能

以多种形式显示生产过程数据、设备状态、报警状态、经济指标、运行指导等信息的生产过程画面，直观、清晰的操作指导画面，具有完整界面条件的性能试验画面，及生产过程管理所需要的各类报表等。

(2) 经济性能计算、分析和操作指导功能。主要包括机组级经济性能计算和分析、厂级经济性能计算和分析、机组经济性指标分析、运行优化和设备操作指导等。

(3) 运行调度功能。主要包括机组级运行方式、停运及辅机出力、运行方式的调度建议，具备手动模式、自动发电量控制模式和96/288点负荷曲线模式的全厂负荷调度、机组负荷分配、辅助车间及系统的调度，开环指导方式及闭环控制方式控制指令的运行调度方式等。

(4) 工艺设备状态监测和故障诊断功能。主要包括全厂主机及主要辅机设备运行状态及参数的采集和监视，包含参数级诊断、设备级诊断、系统级诊断三个层次的机组故障诊断，机组主要设备和部件的金属状态检测和机组寿命管理，汽轮发电机组振动监测数据管理等。

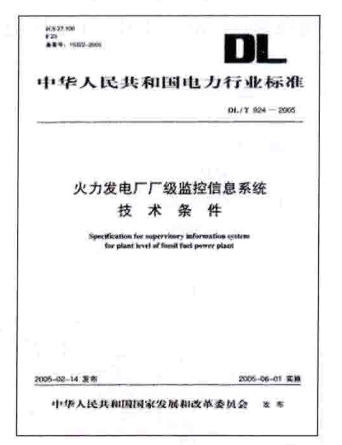
(5) 控制系统优化和故障诊断功能。主要包括根据机组分散控制系统实际情况在管理信息系统中设置的控制系统优化，变送器、执行器、电动阀门、开关柜等的故障检测与诊断、故障统计和查询等。

(6) 机组在线试验功能。主要包括锅炉、汽轮机、凝汽器性能试验，空气预热器漏风率试验和真空严密性试验等在线性能试验，转动机械转子温度试验和计算等。

(7) 其他功能。主要包括与发电厂远程技术服务网络、机组仿真系统的连接等。

作用　为发电厂生产及管理提供了有效的信息化手段，它将有效地降低发电综合运营成本，提高机组运行的安全性、经济性和可靠性，提高主辅机设备的潜力，延长设备使用寿命，减少重大事故的发生，提高机组运行的经济性，整体上提高发电企业整体经济效益，使电厂管理和技术人员能够实时掌握各发电厂的生产信息及辅助决策信息，提高决策水平。

中国厂级监控信息系统　1993年，唐山发电总厂自主开发了一个供值长应用的厂级实时生产过程监视和管理系统，成功解决了与众多开放系统的互连式存储接口问题，将机组控制级的信息汇集到该厂级系统中。20世纪90年代中后期，随着中国发电厂机组（车间）级自动化任务的基本解决，发电厂信息化任务摆到人们面前。1997年，中国电力行业提出了自己独特的厂级监控信息系统概念。2005年2月14日，国家发展和改革委员会发布DL/T 924—2005《火力发电厂厂级监控信息系统技术条件》，使原本混乱的厂级监控信息系统建设变得规范有序。由此，中国电力行业产生了厂级监控信息系统+管理信息系统的独特的发电厂信息化模式。


DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 924—2005

火力发电厂厂级监控信息系统

技 术 条 件

Specification for supervisory information system for plant level of fossil fuel power plant

2005-02-14 发布　　2005-06-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会　发布

见企业资产管理系统、生产管理信息系统。

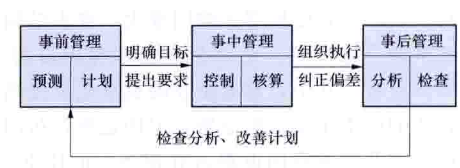
chengben feiyong guanli

成本费用管理　(cost management)　对企业在生产经营过程中所发生的成本、费用进行的预测、计划、控制、核算、分析和检查考核等工作，又称成本管理。成本费用管理的目的在于正确反映企业生产经营成果，挖掘企业内部潜力，不断降低成本、费用。

成本费用管理分事前管理、事中管理和事后管理3个阶段，包括预测、计划、控制、核算、分析、检查6个管理环节，同时要遵守成本费用管理的基本要求。成本费用管理各管理阶段及环节的相互关系如图所示。

事前管理　包括成本预测和成本计划两个环节，是成本管理的设计阶段。事前管理是在成本形成之前，根据成本特性、企业的生产现状、经营要求、历史成本费用资料和市场信息，采用科学方法，对企业未来一定时期、一定产品或某个项目、方案的成本费用水平和变动趋势做出预测，编制出可行的成本计划和费用预算，对企业计划期的成本费用水平做出规定。

事中管理　包括成本控制和成本核算两个环节，是成本管理的执行阶段。即按照既定的成本目标，落实成本责任，对构成成本费用的一切耗费进行严格的计算、调节和监督，及时揭示偏差，并采取有效措施纠正偏差，将实际成本费用控制在预定的目标范围之内；同时，在各项成本费用实际发生的当时，准确地进行成本核算，以反映成本控制的结果。成本核算必须做到：算管结合，算为管用；正确划分各种费用界限；正确确定财产物资的计价和价值结转方法；做好各项基础工作；采用适当的成本计算方法。成本控制和核算是指导、监督成本计划执行，保证成本计划实现的中心环节。



成本费用管理各管理阶段及环节的相互关系

事后管理　包括成本分析和成本检查两个环节，是成本管理的总结评价阶段。即运用一定的方法，分析、检查企业成本计划的完成情况，评价、考核企业成本管理工作的成绩，总结经验，找准差距，改进成本管理工作，促使企业不断改善经营管理。

成本费用管理的三个阶段、六个环节紧密相连，不断循环，共同推动成本管理水平的不断提高。

基本要求　包括：①要以提高经济效益为中心，正确处理降低产品成本与增加产量、提高产品质量、增加产品品种之间的辩证关系，实现高产、优质、低耗、低成本的有机结合。②要实行全面成本费用预算管理，建立成本管理责任制，把控制和降低产品成本作为各个责任部门或个人应承担的经济责任和义务，并做好考核工作。③要正确区分各种支出性质，准确计算成本。如划清收益性支出与资本性支出、生产经营性支出与营业外支出的界限，做到既不漏计少计，也不重计多计，以保证产品成本和期间费用计算的准确性和真实性。④做好各项成本管理基础工作，健全各项原始记录，建立健全定额制度、计量制度等，加强成本定额管理。成本定额管理（又称标准成本管理）是指在资源价格一定的前提下，通过事先确定工作量或活动的标准资源消耗量，以

预先制定的标准成本为基础，用标准成本与实际成本进行比较，核算和分析成本差异，控制产品成本和期间费用的一种成本控制方法。⑤坚持实际成本计价原则。⑥与生产技术相结合，把日常成本管理渗透到生产技术管理领域中去。企业要通过加强技术经济指标的管理、技术措施的制定，保证成本指标的完成。⑦严格执行国家关于成本费用开支范围的规定，包括国家对企业在生产经营活动中所发生的各项费用允许列入产品成本和期间费用的规定及不得计入成本费用的禁止性规定。它是企业进行成本核算必须遵循的准绳。如财务制度规定，企业为生产经营商品和提供劳务等发生的直接支出及各项间接支出，分别直接和间接计入生产经营成本；企业发生的销售费用、管理费用和财务费用，直接计入当期损益。企业的下列支出，不得列入成本、费用：为购置和建造固定资产、购入无形资产和其他资产的支出；对外投资的支出；被没收的财物；支付的滞纳金、罚款、违约金、赔偿金，以及企业赞助、捐赠支出；国家法律、法规规定以外的各种付费；国家规定不得列入成本、费用的其他支出。

中国电力企业的成本费用　具有初始投资大、成本总额高、成本上升受外部影响因素大、成本结构中可控成本所占比例较小等特点。电力企业成本费用占营业收入的比例达95%左右。其中，发电企业的成本主要是燃料费，电网经营企业的成本主要是购电费，但固定资产折旧、人工成本、其他费用及财务费用也都占有相当大的比重。（见电力产品成本、热力产品成本）

见财务管理。

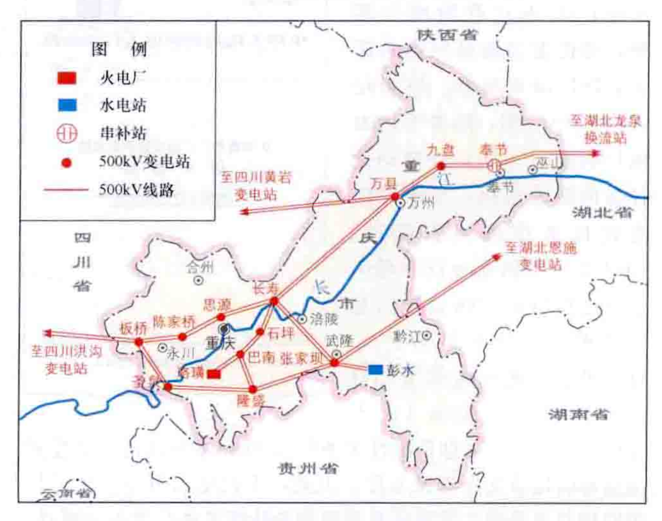
Chongqing Shi dianli gongye

重庆市电力工业　（electric power industry in Chongqing Municipality）　重庆市是长江上游的经济中心，是中国西南地区最大的工商业城市，也是中国第四个直辖市，设立于1997年3月14日，此前属四川省。它东临湖北、湖南两省，南靠贵州省，西连四川省，北接四川省和陕西省。面积8.24万km^2，2012年末人口3343.44万人。重庆市有水能、煤炭、天然气等发电资源。重庆市地域内江河纵横，水能资源理论蕴藏量2296.43万kW，技术可开发量446万kW；查明煤炭资源储量40.05亿t；天然气剩余技术可开采量1928.31亿m^3。

重庆市电力工业始于1906年。该年，第一台100kW直流柴油发电机组安装在太平门仁和湾普安巷集义公会地界。重庆的第一家公用电力企业是1908年由重庆商会绅商刘沛膏等人招股集资筹办的民营烛川电灯公司。1909年有2台法国制造的各200kW直流蒸汽发电机组的电厂开始经营。1934年重庆电力股份有限公司兴建大溪沟发电厂，发电装机容量1.2万kW，是当时四川最大的火力发电厂。1941年，国民政府资源委员会龙溪河水力发电工程处在长寿桃花溪首次建成的3台各292kW水轮发电机组投产，开始了重庆水力发电的历史。抗日战争时期，重庆作为中国战时陪都，电力工业发展较快。1945年底，重庆共有各类电厂50座，装机容量3.79万kW，其中社会公用电厂6座，各自成网向附近地区供电，发电装机容量1.57万kW，年发电量7000多万kW·h。1949年底，重庆尚存发电装机容量2.17万kW，有重庆电力股份有限公司、资源委员会长寿电厂、巴县电力公司和富源水力发电公司4个电力公用企业，均为独立电网，发电装机总容量1.63万kW，1949年发电量8045.8万kW·h，售电量6213.9万kW·h；重庆电网共有5.25、6.6、6.9、13.2kV和13.8kV 4个电压等级的输电线路136.76km，低压配电线路209.27km，配电变压器169台，容量20 309kV·A。

电源建设　重庆发电厂于1952年开始建设，是“一五”计划期间（1953～1957年）苏联援建的重点建设项目之一，装机容量80万kW。长寿电厂龙溪河（狮子滩）4个梯级电站是中国第一座自己设计施工和首次采用国产发电设备的水电工程，1956年第一台1.2万kW机组投产，装机17台，总装机容量14.25万kW。1985年以后，除重庆发电厂先后扩建了3台各20万kW的大机组外，1988年，由华能国际电力开发公司和重庆市政府合资建设华能珞璜电厂和江北燃煤电厂。1999年，全市发电装机容量423.20万kW，发电量158.27亿kW·h。到2010年，全市发电装机容量1167万kW，发电量475亿kW·h。大唐彭水水电站装机容量175万kW，华能重庆珞璜电厂装机容量264万kW。2012年，发电装机容量1340万kW，其中水电611万kW，火电724万kW。发电设备平均利用小时4862h。发电量548.02亿kW·h，其中水电198.17亿kW·h，火电349.05亿kW·h。

电网建设　1997年，重庆市成为直辖市后，重庆电力工业有了长足发展。1999年，重庆市电力公司所属变电容量853.3万kV·A，其中，500kV及220kV变电容量374万kV·A。35kV及以上输电线路长5793km，其中500kV线路长348km。2012年底，重庆电网已建成500kV“日”字形双回路环网，形成以500kV网络为骨干、220kV分6大片区向低电压等级辐射供电的分层分区运行模式；35kV及以上变电站880座，变压器1758组，铭牌容量8438万kV·A；输电线路回路长度29 862km。其中，±800kV线路长575km；500kV变电站11座，变压器75组，铭牌容量2051万kV·A，线路长2744km；220kV变电站86座，变压器197组，铭牌容量2986万kV·A，线路长6627km；110kV（含66kV）变电站337座，变压器648组，铭牌容量2830万kV·A，110kV（含66kV）线路8907km；35kV变电站446座，变压器838组，铭牌容量571万kV·A，线路11 281km，电缆线路185km。2013年重庆电网主接线图如图所示。



重庆电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　重庆市全社会用电量2010年达626亿kW·h。2012年723.03亿kW·h，其中净调入电量231.55亿kW·h，调出电量达56.54亿kW·h；第一产业用电量达2.11亿kW·h，第二产业用电量达487.17亿kW·h，第三产业用电量达110.32亿kW·h，城乡居民生活用电量达123.43亿kW·h。

电力体制　1997年6月6日，重庆市电力公司成立，按照属地划分原则，重庆市范围内原四川省电力公司所属的重庆电业局、万县电业局、重庆发电厂、白鹤发电厂、狮子滩水力发电总厂、四川电力建设一公司、重庆电力职工大学、重庆电力高等专科学校和重庆高级技工学校均划归重庆市电力公司（见四川省电力工业）。1998年1月1日，重庆电网实行独立调度。2002年电力体制改革后，重庆电力公司成为国家电网公司的全资子公司，以投资、建设和运营重庆电网为核心业务，经营区域覆盖全市38个区县，供电面积7.9万km^2，占全市面积96%，供电服务人口约3000万人。2012年实现售电量540.22亿kW·h。

chubu kexingxing yanjiu

初步可行性研究　(preliminary feasibility study)
对拟建工程项目的建设必要性、技术可行性与经济合理性进行初步研究，提出初步评价，以便确定工程建设项目能否成立的工作。火电厂工程、水电站工程等均应进行初步可行性研究。输变电工程，除大型跨区域联网工程外，一般不进行初步可行性研究。

火电厂工程初步可行性研究　主要内容包括：①根据电力系统发展规划、市场分析和资源合理配置，论证建厂的必要性；②收集有关资料，进行必要的踏勘调研，对可能造成厂址颠覆的因素进行论证，初步落实建厂的外部条件；③新建工程应选出几个可推荐的厂址，并进行厂址方案比较；④提出电厂规划容量、分期建设规模及机组选型的建议；⑤初步估算工程投资，进行初步的财务评价和经济效益与风险分析，提出是否可以立项的意见。

水电站工程初步可行性研究　主要内容包括：①根据电力系统中长期发展规划和河流水电开发规划、地区和国民经济各部门的要求，论证工程建设的必要性，确定工程建设任务的顺序；②收集水文、气象资料和进行必要的水文勘测，确定主要水文参数；③了解区域地质、地震、水库和枢纽工程地质条件，进行勘测和试验，初步评价影响工程的主要地质条件和问题；④初拟工程规模、基本坝型和主要建筑物型式，初选工程总布置；⑤初拟施工导流、对外交通、水电供应、建筑材料、施工方法、施工总布置和总进度；⑥初选机组、电气主接线、主要机电设备、金属结构的型式和布置；⑦进行水库淹没实物指标和工程环境影响的调查，初步分析移民安置环境、容量和安置去向；⑧估算工程投资，提出资金（包括内资和外资）筹措的设想；⑨测算上网电价，进行初步的财务评价和经济效益分析，提出工程能否立项的意见。

见电力基本建设程序、勘测设计审查与评估。

chubu sheji

初步设计　(preliminary design)　在中国，工程项目决策以后，正式开工建设以前，必须做好的预先定出工作方案和计划、给出图样的工作。初步设计是电力基本建设程序中设计阶段的一个重要步骤。编制初步设计的主要依据是主管部门对项目批准或核准的文件及审定的可行性研究报告。初步设计报经项目投资方组织审查批准后，即可据以进行主要辅机和主要施工单位的招投标、开展施工图设计和正式开工。火电厂、太阳能发电站、变电站、输电线路等项目工程都包含初步设计环节；水电项目在可行性研究报告基础上，通过招标设计对部分基本资料进行补充、调查、复核、完善，不单独设初步设计环节。

火电厂初步设计　应满足的基本要求包括：①确定电厂主要工艺系统的功能、控制方式、布置方案以及主要经济和性能指标，并作为施工图设计的依据；②满足政府有关部门对初步设计专项审查的要求；③满足主要辅助设备采购的要求；④满足业主控制建设投资的要求；⑤满足业主进行施工准备的要求。

主要内容包括：①确定全厂总体规划和厂区总平面布置、厂区竖向布置，总平面布置的安全设计。②复核电厂在系统内的作用和地位，预测电力平衡，确定电厂接入系统方案和电气主接线以及保护和通信方式。③确定热力、燃烧、输煤、除灰、供水、化学、烟气脱硫、采暖通风、空气调节等工艺系统及仪表的控制原则；进行主要设备及辅机选型，对重大设计方案进行论证比较。④做出主厂房、辅助设施、附属设施以及其他公用设施的布置设计。⑤确定主厂房及各辅助建筑物的结构及设计准则。⑥确定节约资源措施。⑦确定环境保护措施。⑧确定水土保持措施。⑨确定劳动安全与职业卫生措施。⑩确定消防措施。⑪确定生产运行组织及定员。⑫做出施工组织大纲设计，确定施工进度，为施工准备及施工单位招投标工作创造条件。⑬提出主要设备清册，准备填写主要辅机招标有关资料。⑭提出总概算和主要技术经济指标。

太阳能发电项目初步设计　基本要求包括：①站址的选择应根据可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑；应研究电网结构、电力负荷、交通、运输、环境保护要求、出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工，以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应提出推荐站址的排序。②太阳能资源分析，应以具有太阳辐射长期观测记录的气象站作为参考气象站，用10～30年的逐年各月总辐射量、直接辐射量、散射辐射量、日照时数的观测记录进行计算，确定固定倾斜角。③光伏发电系统的分类设计、主要设备选型、支架种类的选择和比选、发电量的计算等。④站区布置设计。⑤确定全厂总体规划和厂区总平面布置、厂区竖向布置，总平面布置的安全设计。⑥光伏方阵的布置，阵列间的间距，管沟、地下管线和管沟的设计。⑦站区安全防护设施设计，包括入侵报警系统、视频安全防护系统等。⑧电气设计，包含主接线、自用电、直流、配电、电气二次等系统设计。⑨接入系统设计，满足电网电能质量及低电压穿越要求，满足计量、远动、通信要求。⑩建筑与结构设计、采暖通风设计。⑪确定环境与水土保持措施。⑫确定劳动安全与职业卫生措施。⑬确定消防措施。⑭做出施工组

织大纲设计，确定施工进度，为施工准备及施工单位招投标工作创造条件。⑮提出主要设备清册，准备填写主要辅机招标有关资料。⑯提出总概算和主要技术经济指标。

变电站初步设计　主要内容包括：①复核与变电站相关的电力系统现状及系统发展规划、近期和远期建设规模、主要电气参数；②复核站址条件，确定站区范围；③确定电气主接线，进行主要设备及配电装置型式的选择，论述绝缘配合及过电压保护，确定电气总平面布置、站用电及照明、防雷接地、电缆设施等；④确定系统继电保护、系统调度自动化、系统通信的配置及变电站自动化系统；⑤确定站内总布置、建筑和结构、给排水、采暖通风、消防措施；⑥明确环境保护、水土保持、节能减排、劳动安全卫生等措施；⑦说明施工条件，确定大件设备运输方案；⑧提出主要设备清册；⑨明确附属工程；⑩提出概算和主要技术经济指标，并进行造价分析。

输电线路初步设计　主要内容包括：①进行多方案技术经济比较，择优选择线路路径，明确走廊清理内容；②分析沿线气象资料，确定设计气象条件；③进行导线、地线的选型，明确防振、防舞等措施；④进行绝缘配合、防雷保护和接地设计；⑤选择绝缘子串和金具；⑥确定导线、地线布置和导线换相、地线换位方式，明确导线对地、交叉跨越距离，以及线路走廊防护区；⑦进行杆塔及其基础设计，明确是否装设在线监测设备；⑧分析对电信线路、无线电台的影响，进行通信防护设计；⑨明确环境保护、水土保持、劳动安全卫生等措施，明确运行维护及交通工具、设备及备品备件的配置要求；⑩明确施工组织方案；⑪提出主要设备清册；⑫提出概算和主要技术经济指标，并进行造价分析。

水电站招标设计　基本任务是按照工程建设项目招标采购和工程实施与管理的需要，对部分基本资料进行补充、调查、复核、完善、深化勘测设计，并对工程招标采购进行规划和安排。水电招标设计应遵循国家有关政策、法规，在审查批准的可行性研究的基础上，根据审批意见，按照国家、行业规程、规范，结合工程建设项目实施与管理的要求进行编制。

主要内容包括：①补充水文、气象及泥沙基本资料，复核水文成果。②复核工程地质结论，补充查明遗留的工程地质问题，为招标设计提出有关工程地质补充资料。③复核工程特征值、水库初期蓄水计划和电站初期运行方式，提出机组运行的加权因子和机组加权平均效率。④复核工程的等级和设计标准。复核确定枢纽布置，主要建筑物的轴线、布置和结构型式、控制尺寸和高程，提出建筑物的控制点坐标、桩号和工程量。确定主要建筑物结构、尺寸、材料分区，基础处理措施和范围。⑤复核机电及金属结构的设计方案，复核确定主要设备型式、布置、技术参数和技术要求，编制设备清册。⑥复核建筑消防及主要机电设备消防设计总体方案，确定消防设备型式及主要技术参数，编制消防设备清册。⑦比选工程分标方案，经项目法人审批，确定分标方案。⑧复核导流标准、导流程序及导流建筑物布置，确定导流建筑物轴线、结构型式和布置，提出建筑物的控制点坐标和工程量。复核确定天然建筑材料料源选择与土石方平衡规划、场内交通规划布置与设计标准、主体工程施工方案与施工机械配置，提出主要施工工场设施设置方案、施工总布置及施工总进度计划。⑨复核分解实物指标，确定移民生产生活安置方案，制定移民搬迁主体规划，开展城镇建设详细规划设计，专业项目复建设计，编制建设征地移民安置补偿投资执行概算，以及移民安置实施规划报告。⑩复核完善环境保护措施设计，环境监测和环境管理计划，提出环境保护工作的实施进度计划和措施项目的分标规划方案。⑪依据工程分标方案编制工程分标概算，依据施工组织设计和招标设计工程量，编制工程招标设计概算。⑫根据工程招标设计概算的分年静态投资，进行财务分析，复核工程的财务可行性。

见电力基本建设、勘测设计审查与评估、服务招投标。



dabiao touchan

达标投产 (completing project and operating according to standard) 在中国，工程建成投产后，在规定的考核期内，按照统一的标准，对工程建设的各项指标和建设过程中的安全、质量、工期、造价、综合管理等进行全面考核和评价的工作。达标投产区别于项目法人直接组织或委托监理单位进行的工程质量验收及评价，也区别于各级质量监督机构代表政府行使的工程质量监督，是企业自身对基本建设的一项管理工作，其目的是提高电力工程的建设质量和整体移交水平。

考核标准 开展达标投产工作的基础和依据是国家、行业颁发的有关电力建设方面的标准、规范、规程、制度、办法，结合本企业的管理要求制定的企业内部的统一标准，以及项目的有关批准文件、合同等。达标投产的考核标准经历了不断实践、总结和完善的过程。中国电力工业部于1995年颁发《火电机组移交生产达标投产考核评定办法（试行)》，后经两次修订，于1998年颁发《火电机组达标投产考核标准》；电力工业部于1997年颁发《输变电工程投产达标考核评定办法（试行)》，国家电力公司于1998年颁发《输变电工程达标投产考核评定标准》；电力工业部于1997年颁发《水电机组移交生产达标投产考核评定办法（试行)》，同年国家电力公司颁发《水电机组达标投产考核评定办法》。2002年电力体制改革和厂网分离后，各企业在此基础上结合本企业的主营业务和管理要求，制定了各具特色的企业标准。

达标投产的考核标准贯彻于工程建设的全过程，这些考核标准的具体内容各有针对性，但基本内容一致，主要包括：①安全管理，考核工程从开工至移交生产期间，各参建单位执行各项安全规程、制度的情况；②技术指标，考核工程建成投产后，在规定考核期内的主要技术经济指标是否达到设计或规定值；③施工工艺及文明生产；④调整试验，考核工程的调试工作是否符合规定；⑤工程档案管理，考核与本工程有关的所有图纸、资料、文件、合同等是否按规定归档，是否齐全、完整；⑥工程综合管理，考核工程的工期、造价和优化指标的完成情况。

沿革 1994年，电力工业部首次提出了达标投产的设想。1995年开始进行火电工程的达标投产试点工作，此后不断总结完善，逐步从火电工程推广至输变电工程和水电工程。1995年山东德州电厂4号机组成为第一台实现达标投产的火电机组，1997年浙江绍兴—金华500kV输变电工程成为第一个实现达标投产的输变电工程，1998年黑龙江莲花水电站3号、4号机组成为首次实现达标投产的水电机组。2002年随着电力体制改革和厂网分离，由电网公司和电力集团公司根据各自的主营业务，开展相应业务范围内的达标投产工作。

Dadianchang Jishu Xiehui

大电厂技术协会 (Verband der Großkessel-Besitzer e. V., VGB) 成立于1920年，是大电厂业主的联合组织。协会的宗旨是促进和优化已建和即将建设的发电和供热电厂的运行安全性和环境协调性，提高其经济性和可用率。该组织已经发展成为欧洲发电供热行业的专业技术协会。截至2012年，共有466个成员单位，来自33个国家。在欧盟的20个国家共有429个成员单位，在非欧盟的5个欧洲国家（克罗地亚、俄罗斯、瑞士、土耳其、挪威）有23个成员单位，在欧洲以外的8个国家（阿根廷、巴西、印度、以色列、日本、利比亚、蒙古国、南非）还有14个成员单位。

机构 设5个专业部门。其中，电力技术部是欧洲发电供热的技术协会，办公地点在德国埃森市；电站学校部成立于1957年，为电站运行和维护人员提供基础和高级的培训；电力技术服务部主要提供技术指导和服务；研究部主要关注电站技术的研究工作；模拟中心部主要为核电厂值班人员提供培训。











大电厂技术协会职能

活动 协会致力于协调成员单位之间的工作，包括电站的规划、建设和运营；常规电站、核电厂技术标准的制定；为电站规划人员、制造商和业主搭建一个中立的对话平台；协调发电行业的研究与开发计划等。

语言 英语和德语。

出版物 《大电厂技术协会电力技术》期刊，每年出版11期。

daqi wuranwu kongzhi

大气污染物控制 (air pollution control) 依据环境保护法律法规、环境质量标准、污染物排放标准的要求，通过技术和管理等手段对排放源排放的大气污染物采用强度控制、速率控制、浓度控制或总量控制等不同方法加以控制的活动。大气污染物控制包括烟尘控制、二氧化硫控制、氮氧化物控制、重金属控制等。电力行业大气污染物控制主要指火电厂尤其是燃煤电厂大气污染物控制。中国针对火电厂大气污染物控制制定了相应的排放控制标准，并采取了相应的治理技术。

大气污染物 由于人类活动或自然过程产生的某种物质进入大气中，呈现出足够的浓度、达到足够的时间，危害了人体的舒适、健康和福利或危害了环境的物质。燃煤电厂燃烧烟气中产生的烟尘、二氧化硫、氮氧化物等物质均是大气污染物。

中国火电厂大气污染物控制排放标准　随着环境质量要求和技术经济条件的不断变化，控制的污染物对象经历了从烟尘到二氧化硫再到氮氧化物的过程，对控制对象的排放要求不断趋严。1973年中国第一次环境保护会议筹备小组办公室主持制定了GBJ 4—1973《工业“三废”排放试行标准》。1991年国家环境保护局发布了GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染物排放标准》；1996年修订并更名为《火电厂大气污染物排放标准》，2003年和2011年又先后进行了两次修订。

中国火电厂大气污染物治理技术　主要采用烟气除尘、脱硫、脱硝技术，低氮燃烧技术以及对烟气中重金属利用除尘、脱硫、脱硝设备进行联合控制的技术。在烟尘治理方面，以高效静电除尘器为主（2012年约占90%），袋式除尘器和电袋复合式除尘器随着烟尘排放控制标准的不断趋严逐步扩大比例（2012年约占10%）并在个别电厂采用更有效率的湿式电除尘器。在二氧化硫治理方面，形成了以石灰石/石膏湿法脱硫为主（2011年约占93%），海水法、氨法、烟气循环流化床为辅的格局。在氮氧化物治理方面，基本上都采用了控制燃烧过程中氮氧化物生成反应的技术，主要包括低氮燃烧器（LNB）、空气分级（LEA、OFA、AS）、燃料再燃（FR）、烟气再循环等。从2005年开始逐步采用烟气脱硝设备，即对烟气中已经生成的氮氧化物利用氧化还原反应进行脱除，方法主要有选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）、活性炭吸附法等。

见火电环境保护。

Datang Guoji Fadian Gufen Youxian Gongsi

大唐国际发电股份有限公司　(Datang International Power Generation Co., Ltd.)　由中国大唐集团公司控股的中外合资企业，是中国大唐集团公司的旗舰企业，简称大唐国际。截至2012年底，大唐国际资产总额2712亿元；发电装机规模达3914.7万kW；拥有3个专业公司和8个区域公司，控股、参股企业152家，项目遍及全国16个省（市、自治区）。

1994年12月13日，北京大唐发电股份有限公司在国家工商行政管理局正式注册成为股份有限公司；1998年5月13日，变更为中外合资股份有限公司；2004年3月15日，更名为大唐国际发电股份有限公司。1997年3月21日，大唐国际H股股票分别在香港和伦敦上市，成为第一家在伦敦上市的中国企业、第一家在香港上市的中国电力企业。2006年12月20日，大唐国际A股股票在上海证券交易所挂牌上市。

“十一五”以来，大唐国际荣获中国大陆在香港上市公司最佳投资者关系奖，获得《财资》杂志“中国最佳公司治理”奖，被香港《文汇报》授予“影响中国”进取上市公司奖，被英国《金融时报》评选为上市公司“全球500强”。2011年，在中国证券“金紫荆奖”评选中，大唐国际荣获“‘十二五’期间最具投资价值上市公司”奖。在普氏能源资讯“全球能源公司250强”中，综合排名第162位，位居全球独立发电企业第8位；在《财富》“中国企业社会责任100排行榜”中排名“中国本土公司50强”第17位；还荣获《财资》杂志评选的公司治理、社会与环境责任、投资者关系管理钛金奖。

大唐国际经营产业涉及发电、煤炭、煤化工、交通、冶金五大板块，包括火电、水电、风电、核电、太阳能、煤炭、煤化工、铁路、航运、港口、有色金属冶炼等11个产业。

截至2012年底，大唐国际旗下的内蒙古大唐托克托发电厂（即大唐国际托克托发电有限责任公司）是中国大陆最大的在役火力发电厂（见图）。



大唐托克托发电厂（装机容量540万kW）

dayonghu zhigou

大用户直购　(direct power-purchase for large user)

大用户与独立发电企业经协商，直接签订双边购售电合同进行电力购销交易的一种特殊行为，是一种购电模式。大用户专指高电压、大容量、年用电量超过某一标准的终端电力用户。在中国，按用电容量划分，一般多将用电容量在315kV·A及以上的用户划为大用户；按供电电压等级划分，一般将供电电压在10kV及以上的用户划为大用户。

交易模式　包括专线直购模式和过网直购模式。

专线直购模式　大用户和发电企业直接签订供电合同，自建专用输电线路，合同电力通过专用输电线路传送至大用户，不与电网相连，即不再通过电网转供。由于双方的电力交易不经过电网，发电企业或大用户不用向电网交纳过网服务费。在这种专线直购模式下，单一的电源点和薄弱的网架结构，极易造成供电事故，并埋下一系列事故隐患，影响电厂的安全稳定运行和对用户的连续供电。

过网直购模式　主要包括用户向单一发电企业购电、用户向多家发电企业购电、大用户参与市场竞争购电三种模式。

（1）用户向单一发电企业购电模式。用户与发电企业协商达成上网电价，与电网运营企业协商达成输电服务价格，按三方达成协议由电网向企业供电的模式。此模式的交易程序是：用户平衡自身用电需求，与一家发电企业协商并达成上网电量和价格，与电网企业商定并达成过网输电服务费价格，由电网企业按三方签订的供电和输电委托服务合同条款向用户过网供电。过网输电服务价格的核定采取的方式一种是由电网企业与用户协商达成，另一种是政府根据企业、用户、电网经营情况制定输电服务价格。在这种模式下，由于用户是向单一发电企业购电，从理论上来讲具有可操作性，

但在实际操作中受单一电源供电可靠性、发电出力持续性和来水来煤客观限制等因素影响，不具有可行性。

（2）用户向多家发电企业购电模式。用户与多家发电企业协商达成上网电量和电价协议，与电网运营企业协商达成输电服务价格，按三方达成协议由电网向企业供电的模式。此模式的交易程序是：用户平衡自身用电需求，与多家发电企业协商并达成一致的上网电量和价格，与电网企业商定并达成一致的输电服务费价格，由电网企业按三方签订的供电和输电委托服务合同条款规定向用户供电。此方式的过网输电服务价格核定方法一种是由电网企业与用户协商达成，另一种是政府根据企业、用户、电网经营情况制定输电服务价格。

（3）大用户参与市场竞争购电模式。这种模式需要制定电力市场交易规则，并制定与之配套的政策法规。按照交易规则，发电企业和大用户在电力市场中进行双向报价，电力交易中心根据市场运营规则撮合两者成交，电网企业根据市场交易规则和规定向用户提供供电服务。此模式的电量、电价、输电服务价格根据市场交易规则确定。这种模式需要在区域电力市场建立相对比较完善的政策法规和交易规则。

交易方式 比较流行的大用户直购电交易主要包括采取单个协商式双边交易、集中撮合交易、集中竞价交易三种方式。

单个协商式双边交易 在直购电量空间内，准入的大用户与发电企业实现供需直接见面，通过双边自主协商，进行直购电交易。双方协商确定直购电量、价格、用电负荷及时间等要素后，联合向电力调度中心与交易中心申报，经电网安全约束审核通过后，协商签订购售电合同，并严格执行。大用户、发电企业、电网企业根据购售电合同的内容，签订委托输配电服务合同（三方合同）。主要优点：①交易简单、灵活，为用户与发电企业提供了自由选择的空间，有助于买卖双方根据自身需要进行灵活交易；②买卖双方直接见面，交易简便易行，不需要建立复杂的电子交易系统，技术条件要求较低，交易成本较低；③在协商式双边交易与集中交易方式并存时，可以为买卖双方提供更多的选择，有助于促进电力市场发展更有效率的交易安排。缺点：①买卖双方通过自主协商确定交易价格，价格不透明，难以给市场新进入者明确的价格信号；②协商式交易竞争力度较小，促进各方提高效率的压力可能较小；③在与集中交易方式并存时，过多的单个交易可能会减少集中交易市场内的交易量与活跃度，影响集中交易市场定价的准确性与代表性。

集中撮合交易 在电力交易中心建立直购电电子交易系统，准入的大用户与发电企业集中在该交易平台进行直购电交易。大用户针对不同交易时段向系统申报购电价格与购电量，发电企业向系统申报售电价格与售电量。交易系统根据各方申报的购售电曲线，综合考虑输电损耗，分别计算不同大用户与发电企业的社会福利（双方的价差），在满足电网安全约束的前提下，实行对社会福利最大的交易优先撮合，形成交易匹配对；在购售双方报价基础上，以社会福利均分为原则，形成双方的成交价格；重复上述步骤，直到社会福利小于零，交易结束。交易系统向达成交易的大用户与发电企业发送交易成交通知单，并向电力调度中心发送交易成交情况，电力调度中心按此制订调度计划并实施。主要优点：①建立统一的电子交易平台后，买卖双方可以在该平台上统一进行交易，促进市场各方交易的公平、公开、透明、规范；②竞争力度适中，容易使交易各方达成满意的交易结果。缺点是需要一定的交易规模才能有效开展交易，否则市场竞争不充分。

集中竞价交易 电力交易中心为直购电交易建立电子交易系统，准入的大用户与发电企业集中在该交易平台进行直购电竞价交易。大用户针对不同交易时段向系统申报购电价格与购电量，发电企业向系统申报售电价格与售电量。交易系统根据各方申报的购售电曲线，经安全校核后采用统一的边际出清价格作为市场交易价格。交易系统向达成交易的大用户与发电企业发送交易成交通知单，并向电力调度中心发送交易成交情况，电力调度中心按此制订调度计划并实施。主要优点：①市场各方在同一个市场平台上开展竞争；②市场参与方众多，市场竞争激烈，对各方的竞争压力较大；③利用竞价交易平台，可以开展日前交易、实时交易等多种短期、即期交易，有助于维护市场供需平衡，提高电力系统的安全稳定水平。缺点：①开展集中竞价交易需要建设专门的交易技术支持系统，建立一系列配套的市场机制，投入较大，交易成本较高；②集中交易过程较复杂，市场竞争激烈，市场波动较大，交易风险较高；③集中交易需要一定的交易规模，否则市场流动性不足将影响市场交易的正常进行，不如双边交易方式简单、灵活。

Danmai dianli gongye

丹麦电力工业 (electric power industry in Denmark)

丹麦王国，简称丹麦，位于欧洲北部波罗的海至北海的出口处，是西欧、北欧陆上交通的枢纽，面积 43 098km^2（不包括格陵兰和法罗群岛）。2011 年，丹麦人口 556 万人，城市化率达到 96%。丹麦化石能源和水能资源均匮乏，其中石油探明储量仅为 1.2 亿 t，天然气探明储量仅为 520 亿 m^3。丹麦风能资源较为丰富，10m 高度年平均风速为 4.9～5.6m/s。2010 年，一次能源消费总量为 2789 万 t 标准煤，生产量为 3316 万 t 标准煤，是能源净出口国。

发电量及其构成 2011 年丹麦发电量为 352 亿 kW·h，其中火电 254 亿 kW·h，占 72.16%；风电等其他发电量 98 亿 kW·h，占 27.84%；水电发电量很少。表 1 为丹麦发电量及其构成。

表 1 丹麦发电量及其构成

年份	合 计（亿 kW·h）	构 成（%）		
		水电	火电	其他
1990	259	0	97.68	2.32
2000	359	0	87.81	12.19
2005	362	0	81.77	18.23
2008	364	0	80.77	19.23
2009	364	0	81.32	18.68
2010	388	0	79.90	20.10
2011	352	0	72.16	27.84

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成 2011 年底丹麦发电装机容量为 1358 万 kW，其中水电装机容量为 1 万 kW，占 0.07%；火电装机

容量为961万kW，占70.77%；风电等其他装机容量为397万kW，占29.16%。表2为丹麦装机容量及其构成。

表2 丹麦装机容量及其构成

年份	装机容量（万kW）	构成（%）		
		水电	火电	其他
1990	914	0.11	96.06	3.83
1995	1078	0.09	94.16	5.75
2000	1232	0.08	80.52	19.40
2005	1335	0.07	76.48	23.45
2008	1300	0.08	75.62	24.31
2009	1339	0.07	73.94	25.99
2010	1344	0.07	71.50	28.43
2011	1358	0.07	70.77	29.16

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电　1980年以前，丹麦电力生产主要集中在十几座大型火力发电厂和区域热电联产发电厂，之后大力发展分布式热电联产。2010年，火电装机比重约71.5%，全部为热电联产机组。其中，大型热电联产机组占72.1%，分布式热电联产机组占21.3%，自备电厂占6.6%。大型热电联产电站发电量约占总发电量的60%。从火电机组燃料消耗情况来看，煤炭、天然气、生物质、石油分别约占76.0%、13.4%、6.3%和4.3%。

风电　2010年，丹麦风机数量超过5500台，风电装机比重约占27.7%。丹麦从20世纪70年代开始发展风电，到21世纪初，陆上风能资源开发基本完毕，开发重点开始从陆上转向海上。2010年丹麦海上风电装机容量85万kW，其海上风电技术处于世界领先水平。

电网　丹麦电网以400kV和132/150kV为骨干网架，并与挪威、瑞典和德国电网互联。丹麦西部电网与欧洲大陆电网同步运行，东部电网与北欧电网同步运行，东西部电网通过横跨大贝尔特海峡的高压直流线路连接。西兰岛132kV输电网采用环网结构，400kV线路采用辐射状结构，日德兰岛和菲英岛400kV线路为环状和辐射状结构相结合。至2009年，丹麦132～400kV线路6307km，30～60kV线路8876km，6～20kV线路63 207km，0.4kV线路96 413km。丹麦输电线路见表3。

表3 丹麦输电线路（km）

年份	132～400kV	30～60kV	6～20kV	0.4kV	合计
2000	6125	8401	59 032	92 085	165 643
2005	6270	8396	61 268	92 709	168 643
2008	6276	8844	62 425	95 233	172 778
2009	6307	8876	63 207	96 413	174 803

资料来源：丹麦能源公司协会历年年报。

截至2010年底，丹麦与挪威、瑞典、德国的跨国联络线共14条，其中交流联络线8条，直流联络线6条，总设计输送容量超过500万kW。2010年，丹麦与周边国家的交换电量约占全国总发电量的63%。2010年丹麦与周边国家电力交换情况见表4。

表4 2010年丹麦与周边国家电力交换情况

（$\times 10^6$kW·h）

国家	进口	出口	净出口
德国	6400	2700	−3700
挪威	1452	4049	2597
瑞典	2747	4985	2238
合计	10 599	11 734	1135

资料来源：国际能源署《电信息》2012。

技术经济指标　由于风电比重大，丹麦发电设备平均利用小时较低，2000年以来不到3000h。丹麦热电联产比重高，煤耗相对较低。表5为丹麦电力工业主要技术经济指标。

表5 丹麦电力工业主要技术经济指标

年份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	2819	3409	2857	2715	2912	2714	2829
其中：水电	2700	3333	3000	2091	2889	2111	2333
火电	2858	3498	3117	2901	3158	2991	3130
其他	1837	1897	1754	2112	2186	1928	2051
厂用电率（%）	6.54	5.98	4.43	4.97	3.30	5.22	5.15
线路损失率（%）	7.99	6.51	5.97	4.19	6.54	6.32	6.77
发电标准煤耗[g/（kW·h）]	333	291	294				

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册2012》。

用电构成　2010年，丹麦全国用电量达331亿kW·h，与2000年基本持平。其中，工业用电占29.2%，农业、渔业用电占5.8%，商业、服务业用电占32.4%，居民生活用电占31.4%，交通运输业用电占1.2%。从2000～2010年10年发展趋势看，工业用电比重呈下降趋势，商业用电比重呈上升趋势，居民生活用电比重基本保持在30%左右。表6为丹麦用电量及其构成。

表6 丹麦用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构成（%）				
		居民生活	工业	商业、服务业	农业和渔业	交通运输业
1990	288	33.7	30.9	28.8	5.9	0.7
1995	316	33.2	31.6	28.9	5.5	0.8
2000	328	31.1	32.0	30.2	5.8	0.9
2003	332	31.0	31.7	30.6	5.7	1.1
2004	337	30.6	31.8	30.9	5.6	1.2
2005	342	30.4	32.5	30.4	5.6	1.2
2006	349	30.4	32.1	30.7	5.7	1.1
2007	346	29.8	32.1	31.5	5.5	1.2
2008	342	30.1	31.0	32.2	5.6	1.2
2009	326	31.0	29.1	32.9	5.8	1.2
2010	331	31.4	29.2	32.4	5.8	1.2

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构 在欧盟可持续、竞争性和安全的能源供应政策框架下，丹麦于20世纪90年代后期进行了电力市场化改革。电力市场完全放开，但发电市场仍由两家大型企业主导。输电网由独立的输电网运营商经营管理，与配电和供电业务分离，用户可以自主选择其供电商。

丹麦发电业务主要集中在东能源公司（DONG Energy）和大瀑布公司（Vattenfall）两家公司，其余发电业务由其他发电公司、地方政府、大型工业企业或集体企业拥有。输电业务由输电网运营商丹麦国家电网公司垄断运营，属于国有企业，主管部门是气候与能源部。丹麦全国从事配电业务的配电网运营商超过90家，最大的7家配电公司服务用户超过60%，每家公司服务客户超过10万个。丹麦电力市场是北欧电力交易市场的一部分。

danhaofa

单耗法 (electric power consumption per unit output method) 根据生产单位产品的产量或产值需耗用的电量和预测期生产的产品产量或产值测算预测期用电量的方法。一般分为产品产量单耗法和产品产值单耗法两种预测方法。

在一定时期内，特别是在中短期内，一些产品的生产技术和工艺仍然保持相对稳定，不会发生太大的变化，因而生产单位产品的产量或产值需耗用的电量（即用电单耗）具有相对的稳定性。以相对稳定的产品用电单耗乘以预测期生产的产品产量或产值，就可以测算出该产品在预测期需要的用电量。某行业需电量计算公式为

$$A=\sum_{i}(N_iQ_i)+A_0$$

或

$$A=\sum_{i}(V_iq_i)+A_0$$

式中 A 为预测年度的行业需电量；N 为产品产量；Q 为产品产量的用电单耗；i 为行业产品分类；A_0 为该行业除主要产品外的其他需电量；V 为产品产值；q 为产品产值的用电单耗。

单耗法预测需电量的准确性取决于采用的产品产量（产值）单耗及预测期该行业产品产量（产值）预测的准确性。在行业产品产量能够预测得较为准确的情况下，选用产品产量单耗法往往比采用产品产值单耗法更为准确和可靠，但较长期的产品产量难以获得。因此，产量单耗法仅适用于短近期预测，产值单耗法则可用于中长期预测。选用单耗法对行业需电量进行预测时，应对预测期内该行业各类产品生产的技术工艺等条件进行深入调查和研究，在生产工艺没有发生大变化的情况下，可以根据产品产量（产值）单耗的历史统计资料，考虑科技水平和生产条件的变化，对单耗值进行适当的修正；在生产工艺发生较大变化时，要根据新的生产工艺对单耗进行调整。

为了提高单耗法预测未来用电量的准确性，应加强各行业各类产品用电量及产品产量（产值）的调查统计分析工作，掌握各类产品的用电变化规律，以便选用合适的产品用电单耗预测未来的用电量。

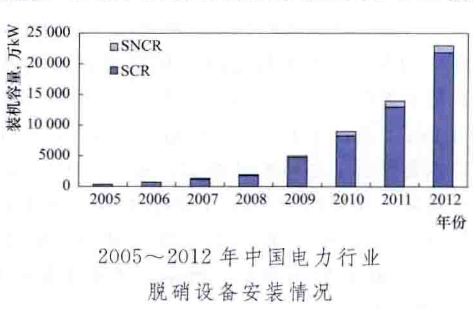
见电力需求预测。

danyanghuawu kongzhi

氮氧化物控制 (NO_x control) 依据环境保护法规标准，采用技术及管理措施减少氮氧化物排放的活动。燃烧过程中形成的氮氧化物（NO_x）分为燃料型（燃料中的固定氮燃烧生成）、热力型（大气中的氮与氧原子在高温下燃烧形成）、瞬时型（在低温火焰中由于含碳自由基的存在生成）。氮氧化物主要是一氧化氮（NO，约占95%）和少量的二氧化氮（NO_2）及氧化二氮（N_2O）。氮氧化物控制技术可分为低氮燃烧控制技术和烟气脱硝技术。

低氮燃烧控制技术 通过各种技术手段，控制锅炉燃烧过程中氮氧化物的生成反应，减少氮氧化物生成的技术。低氮燃烧控制技术主要包括低氮燃烧器（LNB）、空气分级（LEA、OFA、AS）、燃料再燃（FR）和烟气再循环等。

烟气脱硝技术 利用氧化还原反应对烟气中已经生成的氮氧化物进行脱除的技术。烟气脱硝技术主要有以氨或尿素为还原剂的选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）、脱硫脱硝一体化、活性炭吸附法等，其中SCR法是烟气脱硝技术中应用最为广泛、应用比例最高的技术。2005～2012年中国电力行业脱硝设备安装情况如图1所示。



2005～2012年中国电力行业脱硝设备安装情况

见火电环境保护、大气污染物控制。

daoze

导则 (guide) 以通过指导性或建议性方式规定出供人们共同遵守的制度或章程为主要内容的标准。它是标准的一种表现形式。

在中国电力标准中，通常将对运行、设备制造工艺等方法提出要求的标准称为导则。DL/T 291—2012《营销业务信息分类与代码编制导则》是规定电网经营企业和供电企业电力业务信息分类与代码设计基本原则和内容的一类导则；DL/T 5071—2012《混流式水轮机转轮现场制造工艺导则》是对混流式水轮机转轮的现场制造工艺提出要求的一类导则。


DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 291—2012

营销业务信息分类与代码编制导则

Drafting guide for information classification and code of electric power marketing business

2012-01-04发布 2012-03-01实施

国家能源局 发布


ICS 27.140
K 55
备案号：J1309—2012

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5071—2012

代替 DL/T 5071—1997

混流式水轮机转轮现场制造工艺导则

Manufacturing process guide for the field assembly of francis turbine runner

2012-01-04 发布 2012-03-01 实施

国家能源局 发布

Deguo Biaozhunhua Xuehui

德国标准化学会 (Deutsches Institut für Normung e. V.，DIN) 德国主要的标准制定组织，是德国最大

的具有广泛代表性的公益性标准化民间机构。除德国标准化学会外，德国还有近 140 个其他组织涉及标准的研究制定，但德国标准化学会是唯一的国家标准权威制定机构。

德国标准化学会的宗旨是通过有关方面的共同协作，为了公众的利益，制定和发布德国国家标准及其他标准化工作成果并促进其应用，以助于经济、技术、科学、管理和公共事务方面的合理化、质量保证、安全和相互理解。

德国标准化学会制定的标准几乎涉及建筑工程、采矿、冶金、化工、电工、安全技术、环境保护、卫生、消防、运输及家政等各领域。每年大约制定 1500 个标准。其中 80% 以上已为欧洲各国采用。

Deguo dianli gongye

德国电力工业 (electric power industry in Germany)

德意志联邦共和国，简称德国，是由原德意志联邦共和国（GFR，简称联邦德国）和原德意志共和国（GDR，简称民主德国）于 1990 年 10 月统一而成，国土面积为 35.7 万 km^2，海岸线长 1300 多 km。2010 年人口为 8230 万人。根据英国石油公司统计数据，截至 2011 年底，其探明可开采储量：煤炭约 407 亿 t，约占世界总储量的 4.7%；天然气为 1600 亿 m^3。据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，德国经济可开发水能资源量为 200 亿 kW·h/a。

发电量及其构成 德国的发电能源以化石能源为主。2011 年发电量为 6087 亿 kW·h，其中水电发电量为 235 亿 kW·h，占 3.86%；火电发电量为 4061 亿 kW·h，占 66.72%；核电发电量为 1080 亿 kW·h，占 17.74%；其他发电量为 711 亿 kW·h，占 11.68%。表 1 为德国发电量及其构成。

表 1 德国发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构 成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	5500	3.60	68.67	37.73	0
2000	5765	4.51	64.46	29.42	1.61
2005	6206	4.30	64.82	26.28	4.59
2008	6372	4.24	65.41	23.31	7.05
2009	5968	3.94	66.07	22.60	7.39
2010	6289	4.36	64.95	22.36	8.33
2011	6087	3.86	66.72	17.74	11.68

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成 2011 年底，德国发电装机容量为 16326 万 kW，其中：水电 1156 万 kW，占 7.08%；火电 8184 万 kW，占 50.13%；核电 1205 万 kW，占 7.38%；其他发电 5781 万 kW，占 35.41%。表 2 为德国装机容量及其构成。

表 2 德国装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构 成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	9775	7.01	70.02	22.93	0.05
1995	11623	7.64	71.72	19.64	1.00
2000	11838	7.59	68.25	18.92	5.25
2005	12503	6.67	61.09	16.30	15.94
2008	13928	7.18	57.12	14.71	20.99
2009	14695	7.24	54.61	13.94	24.21
2010	15698	7.03	49.18	13.04	30.75
2011	16326	7.08	50.13	7.38	35.41

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电 德国无烟煤和烟煤探明储量 9900 万 t，亚烟煤和褐煤探明储量 406 亿 t。截至 2010 年底，德国火电装机容量为 7721 万 kW，占发电总装机容量的 49.2%，较 2000 年 68.2% 下降了 19 个百分点。其中，燃煤机组占火电装机容量的 64.4%；其次是燃气机组，占 28.9%；燃油机组占 6.5%。德国主要火电厂（截至 2010 年底）见表 3。2010 年德国装机容量最大的火电厂是尼德豪森发电厂（见图）。



尼德豪森发电厂（姜士宏 提供）

表 3 德国主要火电厂

序号	名 称	所有者	净装机容量（万 kW）
1	尼德豪森（Niederaussen）	莱茵能源公司	355.4
2	詹斯瓦尔德（Janschwalde）	大瀑布公司	273.6
3	诺伊拉特（Neurath）	莱茵能源公司	221.9
4	寿尔芬（Scholven）	意昂公司	212.6
5	伊尔辛（Irsching）	意昂公司	210.0
6	魏斯卫勒（Weisweiler）	莱茵能源公司	209.7
7	弗里曼斯道夫（Frimmerersdorf）	莱茵能源公司	202.9
8	大克罗兹堡（Großkrotzenburg）	意昂公司	200.0
9	林根/埃姆斯兰德	莱茵能源公司	170.8
10	曼海姆（Mannheim）	格棱茨发电公司	167.5

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计》。

石煤和褐煤是德国的主要发电燃料。德国煤电发展面临的两大问题，一是环境，二是价格。德国统一前民主德国地区发电燃料中的85%是燃烧效率低、二氧化硫等有害气体排放量高的褐煤。德国统一后，对原有的褐煤电厂进行了技术改造，并关闭了污染严重、效率低下的发电设备共计870万kW。褐煤主要产区在北莱茵-威斯特法伦州、萨克森州和勃兰登堡州。由于远距离输送褐煤不经济，因此在采矿区建设了大量坑口燃煤发电厂，将煤炭转化为电能。烟煤主要分布在北莱茵-威斯特法伦州和萨尔州，以烟煤为燃料的发电厂所需燃料主要依赖进口。

水电　德国水能资源开发率已超过了80%，水电发展的重点是抽水蓄能。2010年德国抽水蓄能机组容量为667万kW，占水电装机容量的62.7%。德国主要抽水蓄能电站（截至2011年底）见表4。

表4　德国主要抽水蓄能电站

序号	名　称	所有者	装机容量（万kW）	投运年份
1	高地斯塔尔-奥贝裴肯（Goldisthal-Oberbecken Ringdamm）	大瀑布公司	106.0	2002
2	马克斯巴赫(Markersbach)	大瀑布公司	105.1	1979
3	维尔(Wehr)	施卢赫湖工程公司	98.0	1976
4	瓦尔德克Ⅰ(Waldeck Ⅰ)	意昂公司	14.0	
5	瓦尔德克Ⅱ(Waldeck Ⅱ)	意昂公司	44.0	1975
6	豪瑟恩(Hausern)	巴登-符腾堡州能源公司	14.4	1931
7	贺亨瓦特Ⅰ(Hohenwart Ⅰ)	大瀑布公司	37.3	
8	贺亨瓦特Ⅱ(Hohenwart Ⅱ)	大瀑布公司	32.0	1965
9	维茨瑙(Witznau)	巴登-符腾堡州能源公司	24.0	
10	朗根普鲁泽尔腾（Langenprozelten）	多瑙河水电公司	16.4	

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计2012》。

核电　2011年，日本福岛核电事故发生后，德国政府决定永久关闭8台核反应堆，发电装机容量883万kW，并宣布到2022年前关停境内所有在运核电厂，成为第一个立法退出核电的工业大国。大力发展风电、光伏发电等非水可再生能源发电是德国能源战略转型的重点。截至2011年底，德国运行的反应堆有9个。表5为德国在运核电厂，其中装机容量最大的是伊萨-2核电厂，发电装机容量140万kW。

表5　德国在运核电厂

序号	电厂名称	所有者	净装机容量（万kW）	堆型
1	伊萨-2 (Isar-2)	意昂公司	140.0	压水堆
2	菲利浦斯堡-2（Philippsburg-2）	巴登-符腾堡州能源公司	139.2	沸水堆
3	布罗克多夫(Brokdorf)	意昂公司	137.0	压水堆
4	格隆德（Grohnde）	意昂公司	136.0	压水堆
5	埃斯兰德（Emsland）	莱普埃姆斯核电公司	132.9	压水堆
6	内卡韦特海姆-2（Neckarwestheim-2）	巴登-符腾堡州能源公司	130.5	压水堆
7	贡德雷明根-C（Gundremmingen-C）	贡德雷明根核电公司	128.8	沸水堆
8	贡德雷明根-B（Gundremmingen-B）	贡德雷明根核电公司	128.4	沸水堆
9	格拉芬海因费尔德（Grafenrheinfeld）	意昂公司	127.5	压水堆

资料来源：世界核能协会。

电网　德国电网电压等级共分为380、220、110、60、36、6kV和0.4kV七级。截至2010年底，德国电网380、220kV线路长度分别为19866km和16183km。

德国电网是欧洲大陆电网的重要组成部分，由于地处欧洲中部，陆上与法国、奥地利、波兰等9个国家相邻，与周边国家电力交换频繁。德国统一前，联邦德国地区有9个地区电网，分属于8个主要电力公司。各地区电网间分别通过110、220kV和380kV输电线路相连，形成联合电网。该联合电网既与北欧四国（挪威、瑞典、芬兰、丹麦）联合电网互联，又与西欧国家互联组成西欧发输电联合会系统。民主德国各电网由110、220、380kV输电线路连成了全国电网，并有3条380kV和6条220kV输电线路与波兰和捷克斯洛伐克等邻国电网相连，成为东欧电网的组成部分。

德国统一后，德国电网成为欧洲大陆互联电网的一部分，也是欧洲输电运营商联盟（ENTSO-E）的重要成员之一。德国与欧洲其他国家通过220kV及以上跨国联络线实现互联。通过11条220kV、3条380kV联络线与奥地利互联，通过5条220kV、7条380kV联络线与瑞士互联，通过4条380kV联络线与捷克互联，通过3条220kV、4条380kV联络线与葡萄牙互联，通过2条220kV、2条380kV联络线与波兰互联，通过6条380kV联络线与荷兰互联，通过1条220kV联络线与马其顿互联。

技术经济指标　德国火电、核电机组容量大、参数高、供热机组比重高，因而发电热效率较高。电网结构紧凑，自动化水平高，管理严格，线损率较低，供电可靠性高。2000年以来，随着风电、光伏等新能源发电规模的不断扩大，平均发电设备利用小时持续下降。表6为德国电力工业主要技术经济指标。

表6　德国电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4535	4634	4754	4963	4575	4018	4007
其中：水电	2704	2728	2890	3203	2696	2322	2481
火电	4118	4273	4535	5267	5239	4804	5084
核电	6350	6748	7523	8002	7249	6588	6867
其他		1047	1196	1430	1540	1271	1112
厂用电率（%）	7.53	7.15	6.62	6.28	6.01	6.01	5.82
线路损失率（%）	4.66	5.02	4.75	5.18	5.27	4.66	4.22
煤电发电煤耗[g/（kW·h）]	309	322	309	295	297	292	290

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册2012》。

用电构成 德国用电量以工业用电、居民生活和商业、服务业用电为主。工业用电比例呈下降之势，而商业、服务业用电比例上升。1990～2010年，工业用电量所占比重从50.4%下降至44.2%，商业、服务业用电量比重从16.8%提高至25.0%，居民生活用电量比重从28.5%下降到26.1%。表7是德国用电量及其构成。

表7 德国用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业和渔业
1990	4811	50.4	28.5	16.8	2.8	1.5
1995	4726	47.8	26.9	20.1	3.4	1.7
2000	5014	45.8	26.0	23.5	3.2	1.5
2005	5382	46.2	26.3	23.0	3.0	1.5
2006	5424	45.4	26.1	24.0	3.0	1.5
2007	5413	47.8	25.8	21.9	3.0	1.5
2008	5407	47.6	25.8	22.0	3.1	1.6
2009	5119	42.7	27.2	25.4	3.1	1.7
2010	5439	44.2	26.1	25.0	3.1	1.7

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构 德国发电市场由意昂公司（E.ON）、巴登-符腾堡州能源公司（EnBW）、莱茵能源公司（RWE）、大瀑布公司（Vattenfall）四家大型电力公司主导，占有54%的装机容量和71%的发电量。由于历史原因，电力体制改革之前，这四大电力公司分别在各自经营区域内拥有输电业务。按照欧盟要求，其中三家公司做出出售输电资产的决定。2009年11月，意昂公司将其输电网出售给了荷兰国家电网公司；2010年3月，大瀑布公司将旗下的五十赫兹（50 Hertz）输电公司出售给比利时的输电运营商伊利亚公司（Elia），五十赫兹输电公司经营区域包括前民主德国地区、柏林和汉堡。按照欧盟决议，原属莱茵能源公司的输电网运营商阿姆普瑞公司（Amprion）按照独立输电系统运营商的模式进行了改革，并于2011年9月将大部分股份对外出售，其原母公司仅保留25.1%的股权；巴登-符腾堡州能源公司输电网公司是巴登-符腾堡州能源公司集团的子公司，巴登-符腾堡州公司从法国电力公司回购巴登-符腾堡州能源公司输电网公司股份，取得了控股权。2010年，德国共有866家配电公司，其中790家服务客户少于10个，前20家公司所占市场份额达到55%。许多市政府正在讨论或计划回购配电网公司。

德国电力行业最大的行业组织是联邦能源与水资源经济联合会（BDEW），成立于2007年6月19日，由德国燃气与水资源经济联合会（BGW）、德国区域能源供应商联合会（VRE）、电网运营商联合会（VDN）和电力经济联合会（VDEW）联合组成。联邦能源与水资源经济联合会代表德国1800家企业，这些企业售电量占全国总售电量的90%，热力销售量占全国总销售量的60%，天然气销售量占全国的90%，饮用水销售量占全国总量的80%，污水处理量占全国总量的60%。联邦能源与水资源经济联合会代表行业利益，通过游说政府部门，影响相关政府决策。

ditan dianli fazhan

低碳电力发展 (low-carbon electric power development)

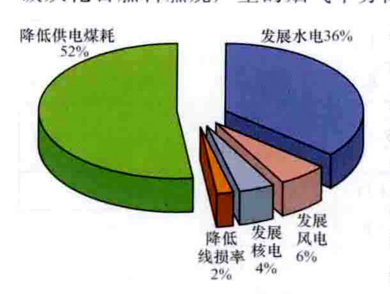
在全球应对气候变化背景下，以降低电力碳排放强度或排放总量为目标的新型电力发展模式。主要通过电力节能、非化石能源替代和碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）等措施来实现。

电力碳排放强度　单位发电量温室气体排放量。该指标主要用来衡量电力发展与碳排放量之间的关系，可综合反映电力工业低碳发展水平。

电力节能　在电力生产、输送、分配和使用各环节中采取提高能源转换效率、降低能耗、提高电能使用效率等措施。

非化石能源替代　开发利用不消耗煤炭、石油、天然气等非可再生能源的发电技术，包括水电、核电、风电、太阳能发电、生物质发电、地热发电等（见新能源发电）。

碳捕集与封存　将火电厂产生的二氧化碳收集起来，并用各种方法储存以避免其排放到大气中。碳捕集与封存技术主要包括碳捕集、运输和封存三个环节。碳捕集指将二氧化碳从化石燃料燃烧产生的烟气中分离出来，并将其压缩；碳运输指将分离并压缩后的二氧化碳通过管道或运输工具运至存储地；碳封存指将运抵存储地的二氧化碳注入地下盐水层、废弃油气田、煤矿等地质结构层中。CCS除了用于驱油提高石油产量的工业化应用外，其他应用基本上仅处于开发研究阶段。



2006～2012年中国电力行业各项措施二氧化碳累计减排贡献

2006～2012年中国电力行业各项措施二氧化碳累计减排贡献如图所示。

difang biaozhun

地方标准 (provincial standard)

由省、自治区、直辖市标准化行政主管部门批准发布，在相应地区范围内统一实施的标准。它是中国标准的一个级别。按照《中华人民共和国标准化法》规定：对没有国家标准和行业标准而又需要在省、自治区、直辖市范围内统一的工业产品、卫生要求，可以制定地方标准。地方标准编号由“DB”、省级行政区划代码的前两位、地方标准的顺序号和地方标准发布的年号构成。省级行政区及其地方标准代码见表。

省级行政区及其地方标准代码

行政区	代码	行政区	代码	行政区	代码
北京市	DB11/	内蒙古自治区	DB15/	上海市	DB31/
天津市	DB12/	辽宁省	DB21/	江苏省	DB32/
河北省	DB13/	吉林省	DB22/	浙江省	DB33/
山西省	DB14/	黑龙江省	DB23/	安徽省	DB34/

续表

行政区	代码	行政区	代码	行政区	代码
福建省	DB35/	海南省	DB46/	宁夏回族自治区	DB63/
江西省	DB36/	重庆市	DB50/	青海省	DB64/
山东省	DB37/	四川省	DB51/	新疆维吾尔自治区	DB65/
河南省	DB41/	贵州省	DB52/	台湾省	DB71/
湖北省	DB42/	云南省	DB53/	香港特别行政区	DB81/
湖南省	DB43/	西藏自治区	DB54/	澳门特别行政区	DB82/
广东省	DB44/	陕西省	DB61/		
广西壮族自治区	DB45/	甘肃省	DB62/		

dili xinxi xitong

地理信息系统 （geographic information system，GIS） 为各种业务领域提供地理信息服务的计算机系统。地理信息系统由计算机硬件、软件、地理数据组成，通过对地理数据的采集、输入、存储、检索、操作和分析，生成并输出各种地理信息。电力地理信息系统的服务对象是电力企业，主要实现发电、输变电、配电、用电、通信等各类电力资源以及基础地理数据的结构化管理和可视化展现，并为生产、营销、规划、物资、应急、通信等各类业务提供地理信息服务。

应用领域 广泛应用于生产、营销、规划、物资、应急、通信等专业。在生产管理应用方面，地理信息系统主要提供输、变、配电网设备与设施的图形和模型管理，空间信息查询统计、图形定位，电网空间及拓扑分析，电网专题图管理，生产资料管理，运行、检修等业务辅助应用等功能；在营销管理应用方面，主要提供故障报修辅助管理、停电区域可视化管理、业扩报装辅助设计、服务引导、客户关系等功能，便于快速定位客户报修地址、研判故障原因、调度抢修资源，快速准确地答复客户用电咨询和对客户服务进行快速引导等；在电网规划管理应用方面，主要提供输电线路规划、线路及变电站设计选址、配电网规划、配电网工程设计等辅助设计功能；在物资管理应用方面，主要提供物流配送调度辅助管理及物流车辆监控等功能；在应急管理应用方面，主要提供应急资源空间管理、应急指挥辅助及应急灾害影响辅助分析等功能；在通信管理方面，提供通信资源空间管理、通信故障定位及光路开通等功能。电网管理水平不断提升，地理信息系统在电网企业的应用领域也不断拓展。

发展阶段 由于电力企业的资源及资产天然具有空间分布广泛、种类繁多、网络结构复杂的特点，通过地理信息系统可有效提升电网资源及电网生产、运行、营销管理水平，因此国内外电力企业都广泛使用地理信息技术。中国电力地理信息系统的发展主要经历起步、广泛应用和平台化三个阶段。

起步阶段 自20世纪90年代起，北京、上海、浙江、福建等省市电力公司就开始建设电力地理信息系统，主要应用在配电生产管理中，形成地理信息系统图形与配电生产运行检修一体的配电地理信息系统。配电地理信息系统在20世纪初逐步成为配电生产管理系统建设的主流模式。

广泛应用阶段 2000年以后，随着电力地理信息系统在电力行业应用的不断深入，地理信息系统应用从配电生产管理逐步拓展到主网生产管理、营销管理、规划设计、应急指挥、车辆调度、通信管理等业务领域以及发电企业发电设备设施管理，各类专业电力地理信息系统在各电力企业涌现。

平台化阶段 随着电网企业信息化水平和企业集约化管理水平的不断提升，原来各专业独立重复建设地理信息系统的模式已经不符合要求，构建企业统一的地理信息公共服务平台成为建设地理信息系统的主流模式。

见一体化信息集成平台、信息网络。

参考书目

李功新．基于GIS的电网生产管理系统建设与应用．北京：科学出版社，2008.

dire ziyuan

地热资源 （geothermal resources） 在当前和可预见的未来，能够经济合理地开发利用的地壳岩石中的热能来源。包括地热流体中的热能及其伴生的有用成分。地热（见《新能源发电卷》地热能）是地球内部隐藏的一种能量资源，是驱动地球内部一切热过程的动力源，其热能以传导形式向外输送。地热是一种清洁能源，属于可再生能源。在现时条件下有经济上开发利用价值的地热相对富集区，一般称为地热田。地热田的概念及其面积圈定，在不同地区，对不同的利用方式，有很大的差别。

地热储存量是以年平均温度为起算的基准温度计算出来的。地球温度随深度增加而增高，在地表常温层（距地面约15m）以下约15km范围内，平均温度梯度大约为每100m增加3℃。全球地热资源总量的估算分为三级：第一级为可及资源基数（accessible resourses base），指地表下5km之内积存的总热量；第二级为有用资源（useful resourses），指可及资源基数中有望在四五十年内开采利用者，包括深度3000m以内的经济资源和深度超过3000m的亚经济资源；第三级为储量（reserves），指已经过地质勘查的深度3000m以内的经济型资源，即可采储量。

可利用的地热资源主要包括天然出露的温泉、通过热泵技术开采利用的浅层地热能、通过人工钻井开采利用的地热流体以及干热岩体中的地热能。按温度高低，地热资源分为高温、中温和低温三类：①高温地热，温度高于150℃，以蒸汽形式存在；②中温地热，温度为90～150℃，以水和蒸汽的混合物等形式存在；③低温地热，温度大于25℃小于90℃，以温水（25～40℃）、温热水（40～60℃）、热水（60～90℃）等形式存在。高温地热主要用于发电，中低温地热通常直接用于采暖、工农业加温、水产养殖及医疗和洗浴等。

世界地热资源 国际地热协会（IGA）2001年汇集世界地热专家的研究成果给出世界地热有用资源：可采用常规汽轮机技术开发的高温地热资源量是每年发电量11 200TW·h（1TW·h=10^{12}W·h）；中低温地热资源可供直接利用的地下热水资源量是每年1400EJ（1EJ=10^{18}J）；上述两项合计约为每年1440EJ。据世界能源理事会2010年调查数据，地

球内部的热能总量为12.6×10^12 EJ，其中地壳层岩石和液体的热能为5.4×10^9 EJ（相当于184 217万亿t标准煤的热量）。

地热资源分布相对分散，开发难度较大，利用程度较低。至2008年底，世界地热发电装机容量10 656MW，直接利用能力49 636MW；当年发电量63 131GW·h，直接利用量431 357TJ（1TJ=10^12 J）。地热利用较多的国家有美国、菲律宾、印度尼西亚、墨西哥、意大利、冰岛、新西兰、日本以及瑞典、挪威等（见表）。中国2008年地热发电量125GW·h，占世界的0.2%，居第18位；地热直接利用量75 348TJ，占世界的17.5%，居第1位。

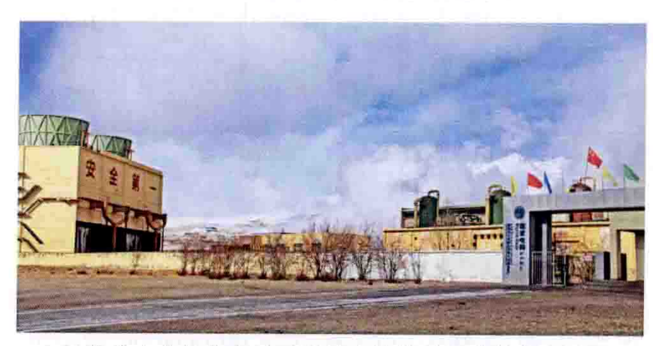
世界及一些国家2008年地热资源开发利用情况

国家	地热发电		地热直接利用	
	年底装机容量(MW)	年发电量(GW·h)	年底安装能力(MW)	年利用量(TJ)
世界合计	10 656	63 131	49 636	431 357
美国	3277	14 859	12 037	46 831
菲律宾	1958	10 723	3	40
印度尼西亚	1054	8213	2	43
墨西哥	958	7047	156	4023
意大利	810	5520	650	8000
冰岛	573	4038	1826	24 361
新西兰	585	3962	385	9552
日本	535	3044	2100	25 698
萨尔瓦多	204	1421	2	40
哥斯达黎加	162	1130	1	21
肯尼亚	163	1100	16	127
土耳其	34	162	2084	36 886
中国	24	125	8898	75 348
瑞典	0	0	4460	45 301
挪威	0	0	3300	25 200
法国	0	0	1607	15 910
荷兰	0	0	1410	10 699

注：按年发电量大小排序。
资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

中国地热资源　中国地处环太平洋地热带和喜马拉雅-地中海地热带，地热资源丰富。但地域差别十分明显，除青藏高原外，盆地的地温梯度是由东向西逐渐变小。地处东部的松辽平原、华北盆地和下辽河盆地等地温梯度较高，一般为2.5～6℃/hm；位于中部的四川盆地一般为1.7～2.5℃/hm；位于西部的柴达木盆地和塔里木盆地仅为1.5～2℃/hm。世界能源理事会估算中国的地热资源潜力占世界地热有用资源总量的7.9%。

据勘探，中国地热资源以中低温为主，适用于工业加热、建筑采暖、保健疗养和种植养殖等。温泉几乎遍及中国各地，主要分布在福建、广东、湖南、湖北、山东、辽宁等省。适用于发电的高温地热资源较少，主要集中在台湾、西藏南部和云南、四川西部。西藏羊八井（见图）2004号钻孔温度达329.8℃，属世界少有的高温地热；云南西部高温水热系统55个，有的热储温度达260℃；台湾的高温地热达244℃。南海北部湾在石油天然气勘探中发现地压地热。至2008年，中国已发现的中低温地热系统有2900多处，合计天然放热量大约相当于750万t标准煤；高温地热系统250多处，可装机潜力约为600万kW。当年地热发电实际装机容量25MW，发电量约100GW·h。国土资源部在2011年4月22日国际地球日的“国土资源系统应对全球气候变化和节能减排工作成果新闻发布会”上介绍：①中国287个地级以上城市每年浅层地热能资源（地下200m深度内）储量相当于95亿t标准煤；②中国12个主要盆地地热资源储量折合8530亿t标准煤；③3000m以下深度可以开采的干热岩型地热资源数量巨大，尚在调查中。



西藏羊八井地热电站（世界上海拔最高的地热电站，1977年发电运行）（刁拥军　摄）

diandongji jieneng jishu

电动机节能技术　(energy conservation technology of motors)　在满足被驱动机械安全经济性能要求的前提下，为减少电动机电能消耗所采用的方法与措施。根据电动机中电能损耗的分布特点及电动机的运行特性，可以有不同的节能方法。

电动机将电能转换为机械能的同时，本身也损耗一部分能量，包括固定损耗和可变损耗。固定损耗是指电动机运行时的固有损耗，与电动机制造工艺、结构设计有关，包括铁芯损耗和机械损耗。铁芯损耗主要是由于主磁场在电动机铁芯齿部和轭部中交变所引起的涡流损耗和磁滞损耗，一般占电动机总损耗的20%；机械损耗包括轴承摩擦损耗和通风系统损耗，占电动机总损耗的1%～3.5%。可变损耗是负荷电流引起的损耗，包括铜耗和杂散损耗等。铜耗是由于定子绕组和转子绕组流过电流所产生的电阻损耗，与负载电流的平方成正比，占电动机总损耗的30%～70%；杂散损耗又称附加损耗，主要是定子漏磁通和定子、转子的各种高次谐波在导线、铁芯及其他金属部件内所引起的损耗，约占电动机总损耗的10%～20%。

电动机节能技术主要包括选用合适的电动机、采用先进的控制方式和调速方式、加强电动机的运行管理等。

选用合适的电动机　选用电动机要根据驱动机械的负荷特性，包括负荷种类、转矩特性、惯性常数、运行方式、控制方式和使用场所等因素，选择合适的类型和容量。三相异步电动机3个运行区域：负荷率70%～100%为经济运行区；负荷率40%～70%为一般运行区；负荷率在40%以下为非经济运行区。一般负荷率保持在60%～100%较为理想，避免电动机长期处于轻负荷运行状态。此外，还要选择电动机的额定电压和电动机极数。额定电压高的电动机负荷电流较小，可减少供电线路的功率损耗，但设备价格较高。2极电动机转速高、维护不便、噪声较大；

8极以上电动机的效率和功率因数都较低。因此，多数选用4极或6极的电动机。

采用先进的控制方式和控制设备　从节能角度考虑，对于水泵、风机类负荷，若采用调速的方法改变其流量，与传统的在电动机全速运行时调整阀门（或挡板）开度的方式相比，可节能20%～60%。电动机调速方式有变极调速、串级调速、转子串电阻调速、变压调速、滑差电机调速、液力耦合器调速、变频调速等。

加强电动机的运行管理　在设计生产工艺以及操作机械时，应尽量减少电动机空载运行时间；电源电压与电动机的额定电压相匹配，电压过高或过低时须采取调压措施，电源电压三相不平衡时应检查原因，排除故障。

参考书目

余海龙．电动机能效与节电技术．北京：机械工业出版社，2008.

田洪亮，张利，苏蕾．节电管理与节电实用技术．北京：中国水利水电出版社，2011.

dianjia

电价　（electricity price）　对电力电量进行贸易结算的货币表现形式。在垂直一体化的模式下，电价由政府制定，一般根据成本加合理利润计算得出；在市场环境下，电价受供求关系的影响，围绕着电力商品价值上下波动。

电价结构　可分为供电电价结构、用电电价结构和调节电价结构。

供电电价结构　电力企业之间，包括电厂与电网经营企业、电网经营企业与电力用户之间电力交易形成的价格结构。可以分为上网电价、输配电价和销售电价。

用电电价结构　又称销售电价结构，体现了用户合理分摊电力费用的原则。它与电压等级、用电时间、地理位置、无功特性及可靠性等因素有关。用电电价可以分为单一电量制电价（见电量制电价）、两部制电价和三部制电价。

调节电价结构　为保证用户合理用电，借助经济手段改善用电结构，调整用电时间的一种差别付费政策。各地正式实施的调节电价主要有分时电价、季节性电价、功率因数调整电费。

定价方法　主要包括综合成本定价方法和边际成本定价方法。

综合成本定价方法　把运行成本和过去资本的重置（或偿还）相结合，反映过去一段时期的电力建设、运行和维护成本。20世纪80年代以前，各国对电力定价一般采用这种方法。该方法中，电价采用成本加利润的形式，即由电力成本、利润和税金组成，其原理是将电价计算期内供电所需的全部成本分摊到各用户。其计算公式为

基本电价　　$\rho_{P,d}=C_{P,d}/P_d$

电量电价　　$\rho_{W,d}=C_{W,d}/W_d$

式中 $C_{P,d}$ 为综合供电容量成本；$C_{W,d}$ 为综合供电电量成本；P_d 为负荷的最大需量（或变压器容量）。

边际成本定价方法　生产厂商增加最后一单位产量引起的总成本增加，即一单位产量的变化引起的总成本变化。包括长期边际成本和短期边际成本两种定价方法。

（1）长期边际成本定价方法。长期边际成本指为满足额外增加的一个单位电力需求，因容量调整和生产费改变而额外增加的成本，其等于新装机容量成本、燃料成本费用、输配容量和电网运行成本之和。其原理是根据电力系统未来微增负荷和微增用电量的持续增长产生的微增供电成本，计算出综合销售电价，并保证社会效益 B_f 为最大。长期边际成本法的优化目标函数可表示为

$$\max B_f=B_e-C_d$$

$$C_d=C_{P,d}+C_{W,d}$$

长期边际成本定价方法计算公式为

基本电价　　$\rho_{P,d}=\Delta C_{P,d}/\Delta P_d$

电量电价　　$\rho_{W,d}=\Delta C_{W,d}/\Delta W_d$

式中 B_f 为消耗电能 W_d 后的社会净增效益；B_e 为用户使用电能 W_d 后的用电效益；C_d 为系统的总供电成本；$\Delta C_{P,d}$ 为未来微增综合供电容量成本；$\Delta C_{W,d}$ 为未来微增综合供电电量成本；ΔP_d 为未来微增负荷的最大需量（或变压器容量）；ΔW_d 为未来微增负荷的用电量。

（2）短期边际成本定价方法。短期边际成本指在较短的时间内系统装机容量不变时，满足负荷增长引起的系统边际成本增加，即等于停电损失费用和燃料成本费之和。当电力系统负荷低于系统装机容量时，增加单位负荷只引起燃料成本的增加；当系统负荷等于或高于系统装机容量时，增加1kW的负荷必引起1kW的停电损失。短期边际成本法能够反映较短时期内（1d、1h、0.5h等）供电成本的变化情况。当测算的时间间隔越来越短，30、15min甚至5min时，计算的短期边际成本在工程意义上又可称为实时电价。实时电价模型的数学表达式为

$$\rho_{k,t}=\Delta C_{W,d}/\Delta W_{k,d}$$

电量平衡约束　　$W_{g,t}=W_{d,t}+W_{l,t}$

发电容量约束　　$P_{load}+P_{loss}\leqslant P_{G.max}$

线路潮流约束　　$|P_{line}|\leqslant P_{max}$

式中 k 为用户编号；t 为时段编号；$\Delta C_{W,d}$ 为微增电量成本（运行成本）；$\Delta W_{k,d}$ 为用户 k 在 t 时段的微增用电量；$W_{g,t}$ 为发电总电能；$W_{d,t}$ 为用户消耗的电能；$W_{l,t}$ 为系统的电能损耗；$P_{G.max}$ 为系统发电总出力；P_{load} 为系统总负荷；P_{loss} 为系统总网损；P_{line} 为线路实际潮流；P_{max} 为线路允许最大传输容量。

电价水平　包含分类电价水平、分地区电价水平和电价总水平三个层次的内容。

分类电价水平　世界各国电价水平分类方式不同，表现也不同。中国的电价水平分上网电价、输配电价、销售电价和政府性基金及附加。除个别国家外，世界上很少有以国家为单位的上网电价统计。各国输配电价的形成机制不同，不便于数据统计。中国尚未实行独立的输配电价，而是通过销售电价与上网电价差价来体现。

根据国际能源署（IEA）2009年世界部分国家（地区）用户销售电价的统计数据（见表），工业电价水平较高的是意大利和斯洛伐克，超过了0.19美元/（kW·h）；中国大陆工业电价水平为第19位，为0.086美元/（kW·h）；美国、挪威、韩国和哈萨克斯坦工业电价水平较低，为0.038～0.068美元/（kW·h）。居民电价水平较高的是丹麦、意大利和奥地利，超过了0.26美元/(kW·h)；中国大陆居民电价水平为第26位，为0.075美元/(kW·h)；哈萨克斯坦的居民电价水平最低，仅为0.047美元/（kW·h）。每年各国电价水平都会有不同程度的调整。

2009 年世界部分国家（地区）用户销售电价

［美元/（kW·h）］

序号	国家（地区）	工业电价	序号	国家（地区）	居民电价
1	意大利	0.276	1	丹　麦	0.365
2	斯洛伐克	0.195	2	意大利	0.284
3	爱尔兰	0.169	3	奥地利	0.262
4	匈牙利	0.160	4	荷　兰	0.258
5	日　本	0.158	5	爱尔兰	0.255
6	奥地利	0.154	6	卢森堡	0.237
7	捷　克	0.148	7	斯洛伐克	0.231
8	荷　兰	0.141	8	日　本	0.228
9	土耳其	0.138	9	葡萄牙	0.215
10	卢森堡	0.136	10	匈牙利	0.206
11	英　国	0.135	11	英　国	0.206
12	葡萄牙	0.127	12	瑞　典	0.194
13	波　兰	0.120	13	捷　克	0.192
14	丹　麦	0.111	14	芬　兰	0.174
15	法　国	0.107	15	波　兰	0.167
16	芬　兰	0.097	16	土耳其	0.165
17	以色列	0.096	17	瑞　士	0.164
18	瑞　士	0.094	18	法　国	0.159
19	中国大陆	0.086	19	新西兰	0.152
20	墨西哥	0.085	20	挪　威	0.137
21	瑞　典	0.083	21	以色列	0.137
22	中国台湾	0.075	22	美　国	0.115
23	新西兰	0.071	23	中国台湾	0.088
24	美　国	0.068	24	墨西哥	0.079
25	挪　威	0.059	25	韩　国	0.077
26	韩　国	0.058	26	中国大陆	0.075
27	哈萨克斯坦	0.038	27	哈萨克斯坦	0.047

注：1. 2009 年人民币与美元汇率按 1 美元兑 6.83 元人民币计算；
2. 奥地利、新西兰工业电价为 2008 年数据。

分地区电价水平　由于各地区（电网）的投资成本、电源结构、燃料质量、燃料价格以及运输距离等不同，不同地区的电价呈现不同水平。这种地区电价差，体现了资源分布的客观性，有利于资源的有效利用。中国分地区电价大致呈现东高西低状况。

电价总水平　电价水平的主体。合理的电价总水平不仅有利于电力企业的正常生产和经营，而且能正确评价电力企业的经济效益。确定电价总水平，一般应遵循成本补偿原则、合理利润原则、电价与成本联动原则。电价总水平可分成纳入电力企业销售收入的电价总水平和用户实际承受的电价总水平，前者加上由电力用户实际负担的未纳入电力企业销售收入的份额（包括地方附加等）形成后者。

电价管制　政府实行间接调控的主要工具，它必须在国家立法和政府决策的范围内行使职权，并发挥作用，而且应当与一定时期的电力工业实际情况相适应，保护市场参与各方的正当权益，鼓励公平竞争，促进经济协作。世界上许多国家由于电力工业改革和电力市场运行的不同模式，对电价的管制也各有特点。英国政府采用的是价格上限（RPI-X）管制模式，即采用零售价格指数（RPI）减某一个百分数 X 作为电价上限。其基本模式是管制价格应随“通货膨胀率减去 X”的变动而变动。法国电力工业管理体制是国有集中垄断经营型，制定电价的基本法律是国有化法，以国有化法为基础的法国政府与法国电力公司之间的计划合同是制定电价的基础。日本的电价监管主要是中央集权监管，日本有关电价监管的法律主要有电力工业法和供电规程。

dianli

电力　（electric power）　单位时间内电能所做的功，或单位时间内输送或转换的电能。电力可用于表征发电设备的发电能力、输变电设备的输电能力和用电设备的用电能力，其计量单位为 W、kW、MW。作为产业属性，电力是发电、输变电、配电和用电及其设备的总称。电力产业是经济社会发展中重要的能源产业，是关系国计民生的基础产业。

电力是便于输送、分配、转换的二次能源，又是使用方便的清洁能源。煤炭、石油、天然气、核能、水能和其他可再生能源等一次能源都可以转换成电力，电力又可以方便地转换为机械能、光能、热能等其他形式。电力尚不能大量储存，发电、供电和用电必须同时完成。

电力应用于动力始于 19 世纪 70 年代，成为人类历史上重大科技革命之一。20 世纪出现的大规模电力系统是人类工程科学史上最重要的成就之一，它将自然界的一次能源通过发电动力装置转化成电力，再经输电、变电和配电将电力供应到各用户。

在现代社会中，电力的使用已遍及国民经济和人民生活的各个方面。电力在越来越大的程度上决定经济的增长。充足的电力供应已经成为一个国家和地区经济增长的重要前提条件，经济增长需要电力增长与之相适应。世界部分国家经济发展和电力消费量增长速度见表。

世界部分国家经济发展和电力消费量增长速度

国　家	电力消费量（亿 kW·h）				1981～2009 年年均增长率（%）	
	1980 年	1990 年	2000 年	2009 年	电力消费量	国内生产总值
美　国	26 057	26 336	38 573	39 616	1.46	2.77
中　国	3006	6230	13 471	37 032	9.04	10.05
日　本	5775	7584	10 446	9974	1.90	2.14
俄罗斯			7621	8703	0.74	0.16
印　度	1192	2382	4060	6895	6.24	6.09
德　国	4729	5447	5492	5552	0.55	1.70
加拿大	3394	4161	5227	5219	1.49	2.52
法　国	2633	3019	4413	4833	2.12	1.87
韩　国	400	944	2335	4377	8.60	6.79
巴　西	1392	2177	3298	4263	3.93	2.40
英　国	2849	2744	3601	3518	0.73	2.26
意大利	1903	2146	3018	3173	1.78	1.41
西班牙	1091	1258	2096	2757	3.25	2.69
澳大利亚	959	1292	1936	2440	3.27	3.16

续表

国家	电力消费量（亿 kW·h）				1981～2009 年年均增长率(%)	
	1980 年	1990 年	2000 年	2009 年	电力消费量	国内生产总值
南非	1053	1560	1940	2235	2.63	2.25
墨西哥	675	1002	1664	2177	4.12	2.26
沙特阿拉伯	116	701	1169	1991	10.30	1.68
埃及	185	372	665	1235	6.76	4.86

注：本表按 2009 年电力消费量由高到低排序。电力消费量包括可再生能源和废弃物发电的数量。俄罗斯为 1991～2009 年年均增长率。

资料来源：国际能源署（IEA）统计数据。中国数据源自中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》和《中国统计年鉴》。

dianli anquan sheshi

电力安全设施　(electric power safety facilities)

为防止生产经营活动中可能发生的人员误操作、人身伤害和外因引发的设备（设施）损坏，以及为现场应急处置而设置的各种设施的总称。电力企业通用的安全设施一般包括安全色、安全标志、设备标志、安全警示线、安全防护、消防设施标志、环境信息及其他安全设施标志。

安全色　被赋予安全意义而具有特殊属性的颜色，包括红、蓝、黄、绿 4 种颜色。红色表示禁止、停止、危险以及消防设备；蓝色表示指令，要求人们必须遵守的规定；黄色表示提醒人们注意；绿色给人们提供允许、安全的信息。

安全标志　通过安全色与几何形状的组合表达通用安全信息，并通过附加图形符号用于表达禁止、警告、指令、提示等特定安全信息的标志，如图 1 所示。



(a)



(b)



(c)

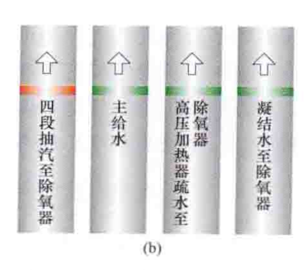


(d)

图 1　安全标志

(a) 禁止标志；(b) 警告标志；(c) 指令标志；(d) 提示标志

设备标志　标明设备、设施与安全工器具名称、编号等信息的图形或文字标志，包括设备标志牌、线路或电缆标志牌、盘柜标志牌、设备相色牌、管道着色及介质流向标志、安全工器具试验合格证标志、接地线标志牌、生产场所建筑物标志牌等，如图 2 所示。

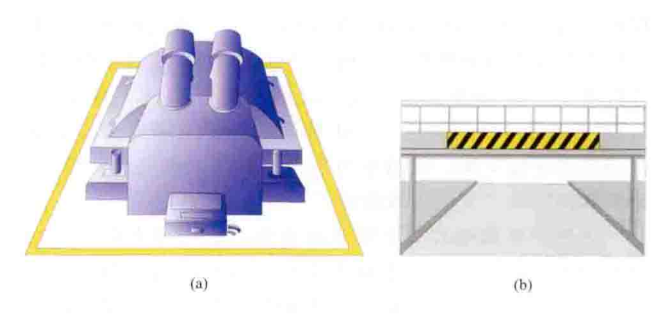


(a)　(b)

图 2　设备及安全工器具标志

(a) 设备标志牌；(b) 管道着色及介质流向标志

安全警示线　界定和分隔危险区域的标志线，包括禁止阻塞线、安全警戒线、减速提示线、防止踏空线、防止碰头线、防止绊跤线等，如图 3 所示。

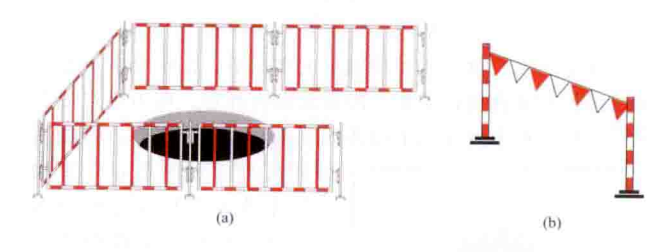


(a)　(b)

图 3　安全警示线

(a) 安全警戒线；(b) 防止碰头线

安全防护　防止人身伤害或外因引发的设备（设施）损坏的防护装置和用具，包括安全帽、安全带、安全工具箱、固定防护围栏、临时防护遮栏、临时提示遮栏、输煤皮带防护遮栏、输煤滚筒防护网、孔洞盖板、爬梯遮栏门、防小动物板等，如图 4 所示。



(a)　(b)

图 4　安全防护措施

(a) 临时防护遮栏；(b) 临时提示遮栏

消防设施标志　标明消防设施、器材、装置及消防水系统名称、编号等信息的图形或文字标志，如消火栓箱、灭火器、地上（下）消火栓等标志，如图 5 所示。



(a)



(b)

图 5　消防设施标志

(a) 地上消火栓标志；(b) 地下消火栓标志

环境信息及其他安全设施标志　提供的信息涉及某一特定区域（较大区域或某地点、某设备或部件的局部区域）的图形或文字标志，包括作业环境基本要求的图形和文字标志、危险化学品及特种设备标志，重要构（建）筑物和环境图形或文字标志，如应急救援设施的图示或文字标志等。紧急出口标志如图 6 所示。



(a)



(b)

图 6　紧急出口标志

(a) 方向辅助标志位于左上角；
(b) 方向辅助标志位于右上角

Dianli Anquan Shigu Yingji Chuzhi he Diaocha Chuli Tiaoli

《电力安全事故应急处置和调查处理条例》

(*Regulations on Emergency Disposal, Investigation and Handling of Power Safety Accident*) 规范电力安全事故应急处置和调查处理的法规。2011年6月15日，中国国务院第159次常务会议通过，以国务院令第599号发布，2011年9月1日起施行。立法目的是为了加强电力安全事故的应急处置工作，规范电力安全事故的调查处理，控制、减轻和消除电力安全事故损害。

该条例所称电力安全事故是指电力生产或者电网运行过程中发生的影响电力系统安全稳定运行或者影响电力正常供应的事故（包括热电厂发生的影响热力正常供应的事故）。

适用范围 适用于电力生产或者电网运行过程中发生的影响电力系统安全稳定运行或者影响电力正常供应的事故的应急处置和调查处理。发生该条例规定的事故，同时造成人员伤亡或者直接经济损失时，依照该条例确定的事故等级，与依照《生产安全事故报告和调查处理条例》确定的事故等级不相同的，按事故等级较高者确定事故等级，依照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》的规定进行调查处理；事故造成人员伤亡，构成《生产安全事故报告和调查处理条例》规定的重大事故或者特别重大事故的，依照《生产安全事故报告和调查处理条例》的规定调查处理。电力生产或者电网运行过程中发生发电设备或者输变电设备损坏，造成直接经济损失的事故，未影响电力系统安全稳定运行以及电力正常供应的，由电力监管机构依照《生产安全事故报告和调查处理条例》的规定组成事故调查组，对重大事故、较大事故、一般事故进行调查处理。该条例对事故报告和调查处理未做规定的，适用《生产安全事故报告和调查处理条例》的规定。核电厂核事故的应急处置和调查处理，依照《核电厂核事故应急管理条例》的规定执行。



主要内容 共有6章37条，主要包括总则、事故报告、事故应急处理、事故调查处理、法律责任、附则等。

配套规章 《电力安全事故调查处理程序规定》（国家电力监管委员会令第31号）、国家电力监管委员会《关于做好电力安全信息报送工作的通知》（办安全〔2012〕11号）。

dianli chanpin chengben

电力产品成本 (cost of electric power production)

电力产品从生产到销售全过程中发生的各种耗费。包括发生在发电、购电、供电和售电等各个环节上的费用，是评价和考核电力企业成本消耗水平、企业经营能力和经济效益的重要经济指标。

特点 中国电力产品成本在各个时期有不同的特点。20世纪90年代中期以来的特点主要是，独立核算的主体大幅度增加而使成本核算体制发生变化，电力产品成本结构变化较大，电源结构和机组容量对成本影响较大，管理费用与销售费用列入电力产品成本进行核算。

(1) 独立核算的主体大幅度增加而使成本核算体制发生变化。随着多家办电的兴起和电力体制改革的深化，出现了大量多元投资的独立发电企业，分别核算各企业的发电成本，并向电网供电，改变了长期以来电力产供销各个环节主要由电网企业统一核算的局面。

(2) 电力产品成本结构变化较大。在电网经营企业中，由于独立发电企业的大量出现，购电费取代了燃料费而成为售电成本的主要组成部分。在发电企业中，燃料费比重较过去明显降低，但还占50%以上，仍是成本控制的重点；在固定费用中，比重最大的是固定资产折旧，应重视对建设阶段工程造价的控制（见工程造价管理）；人工成本和其他费用也占到40%以上，同样不容忽视。

(3) 电源结构和机组容量对成本影响较大。一般情况下，对于成本水平，火电机组高于水电机组，同期参数较低、容量较小的机组高于参数较高、容量较大的机组。

(4) 管理费用与销售费用列入电力产品成本进行核算。电力企业根据其生产经营的特点，将管理费用与销售费用一并列入电力产品成本进行核算，在期间费用中只核算财务费用。

成本项目 企业根据电力生产特点和管理的要求，按生产费用的经济性质和经济用途相结合的原则设置的项目，有别于按经济用途设置的项目。电力产品成本项目有燃料费、购电费、水费、材料费、工资、福利费、折旧费、修理费和其他费用。

计算方法 采用品种法，按照电力生产过程分别计算发电、购电、供电和售电成本。

发电成本 各种类型的发电厂为生产电力产品而发生的生产费用。一个发电厂为一个成本核算单位；由两个或两个以上发电厂组成的独立发电公司（或总厂），可由公司（或总厂）统一核算，或由分厂分别核算，再由公司（总厂）汇总，将所属发电厂的成本相加，计算出发电总成本。发电单位成本按厂供电量（即发电量减发电厂用电量，或在规定计量点的上网电量）计算，其公式为

$$\text{发电单位成本}=\frac{\text{发电总成本}}{\text{厂供电量}}$$

$$\text{发电总成本}=\text{火电成本}+\text{水电成本}$$

$$\begin{aligned}\text{火电成本}=&\text{燃料费}+\text{水费}+\text{材料费}+\text{工资}\\&+\text{福利费}+\text{折旧费}+\text{修理费}+\text{其他费用}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{水电成本}=&\text{水费}+\text{材料费}+\text{工资}+\text{福利费}\\&+\text{折旧费}+\text{修理费}+\text{其他费用}\end{aligned}$$

式中成本的单位为元，电量的单位为MW·h。

购电成本 以电网经营企业或供电企业为一个成本核算单位，核算该单位为转售电量而从外单位购入电量所支付的购电费用。一般计算购电总成本和购电单位成本，其公式为

$$\text{购电单位成本}=\frac{\text{购电总成本}}{\text{购电量}}$$

供电成本 以一个供电企业为一个成本核算单位，核算该单位为输电、变电、配电、购电、售电所发生的费用。一般计算供电总成本和供电单位成本，其公式为

$$\text{供电单位成本}=\frac{\text{供电总成本}}{\text{供电企业售电量}}$$

供电总成本＝购电费＋供电成本

供电成本＝材料费＋工资＋福利费＋折旧费
＋修理费＋其他费用

售电成本　售电成本一般以一个区域性电网企业为核算单位，包括该企业下属非独立核算的电力生产单位及本部为发电、供电、购电、售电而发生的全部成本。一般计算售电总成本和单位售电成本，其公式为

$$\text{售电单位成本}=\frac{\text{售电总成本}}{\text{售电量}}$$

售电总成本＝直属非独立核算电厂发电总成本
＋直属非独立核算供电企业的供电成本
＋购电总成本＋电网经营企业本部及其他
直属非独立核算电力生产单位的成本

售电量＝厂供电量＋购电量－线损电量

见成本费用管理、热力产品成本。

dianli changqi fazhan guihua

电力长期发展规划　(long term development planning of electric power industry)　中国对未来 15 年以上电力工业发展和建设目标制定的计划。核电厂和大型水电站的开发，从项目提出到全部建成，都需要 10 年或更长的时间，因而长期发展规划一般都考虑 15 年以上，有的考虑 30 年或更长时间。电力长期发展规划是电力行业发展的战略性规划，应根据规划地区的国民经济和社会发展长期规划、经济布局和能源资源开发与布局情况，宏观分析电力市场需求，进行煤、水、电、运输和环境等综合分析，提出电力技术政策和经济政策、电力可持续发展的基本原则和方向、电源的总体规模、基本布局、基本结构、电网主框架、能源构成、更高一级电压的选择意见、电力设备制造能力的开发要求及电力科研新技术方向等。编制电力长期发展规划的目的是明确电力行业的发展趋势和发展方向，提出发展方案和指导方针。

概况　中国的电力长期发展规划由政府部门指导协调，各级电力公司在调查研究的基础上，以企业发展战略和政府长期发展规划为依据编制；每 5 年修订一次，有重大变化时及时修改、调整。

1954 年，中国国家计划委员会和燃料工业部成立电气化工作组，着手编制《中华人民共和国电力工业远景发展轮廓方案（1953～1967 年）》，即电气化计划，提出了发展电网，发展高温高压火电机组，发展供热电厂，充分开发水电等一系列方针，并对各地区电网布局提出了方案，提出全国发电装机容量和发电量从 1952 年的 196.6 万 kW 和 78.52 亿 kW·h 增加到 1967 年的 1405 万 kW 和 685 亿 kW·h，分别增加 6.1 倍和 7.7 倍，发电设备年利用小时从 1952 年的 3700h 增加到 1967 年的 4770h，平均发电设备备用率从 1952 年的 35.6%下降到 1967 年的 15.4%。虽然之后因形势变化，某些具体方案有所修改，但所提出的方针却一直指导着中国电力工业的发展。1985～1987 年，由水利电力部计划小组主持，与各大区电业管理局，省、自治区、直辖市（简称省区市）电力工业局，设计单位共同编制了《1986～2015 年全国电力发展纲要》。1990～1995 年，能源部、电力工业部先后组织研究编制了《中国能源战略研究（2000～2050 年）》。1993～1995 年，先后由能源部、电力工业部组织各电业管理局、省区市电力工业局和有关中介机构共同研究编制了《2020 年全国电力发展规划》。

2010 年，中国电力企业联合会发布《电力工业“十二五”规划研究报告》，对 2020 年和 2030 年的电源和电网规划进行了研究，为政府决策提供了依据。

内容　主要包括：①长远宏观经济发展趋势分析。主要分析电力工业所处的国内外政治、经济和社会环境及长远发展趋势。②电力市场长期需求预测。主要是根据计划地区的国民经济和社会发展长远计划、经济布局和能源资源开发与布局等情况，分析电力市场需求，包括需求量和需求特性预测分析。③电力工业供应及结构、布局分析。主要是围绕电力供需平衡，对国家一次能源的供需情况和各种动力资源开发条件，进行深入的调查研究，进行煤、水、电、运输和环境等综合分析，按照电力可持续发展、资源优化配置和最经济地满足国民经济与社会发展对电力需求等原则，提出能源多样化，各种电源（水电站、火电厂、核电厂等）的总体规模、基本结构和开发布局，电网主框架、主干电网的开发布局（包括电压等级的确定和电网的结构布局），以及对大城市电网和乡村供电网的布局等要求。④分析和提出影响电力工业发展的战略性问题。主要是分析实现电力工业有效供应的各种因素，包括资金筹集、电价、设备制造与供应、人力资源开发、更高一级电压的选择意见、电力技术政策、电网供电可靠性的保证、环境污染的治理、核电安全的保证、科研课题的提出，以及电业管理方法的改进和电业管理体制的改革等，从中提出长期影响有效供应的重大问题。⑤分析和提出实现电力长远发展规划的指导思想和经济政策。

Dianli Erci Xitong Anquan Fanghu Guiding

《电力二次系统安全防护规定》　(*Regulations on Secrurity Protection of Electric Power Secondary*)　中国为防范黑客及恶意代码等对电力监控系统、电力通信及数据网络等的攻击侵害及由此引发电力系统事故而制定的安全规定。2004 年 12 月 20 日，以国家电力监管委员会令第 5 号公布，2005 年 2 月 1 日起施行。

该条例所指电力二次系统是各级电力监控系统、调度数据网络以及各级电网管理信息系统（MIS）、电厂管理信息系统、电力通信系统及电力数据通信网络等构成的超级复杂的巨大系统。

适用范围　电力二次系统的规划设计、项目审查、工程实施、系统改造、运行管理等。

主要内容　共分 4 章 18 条，包括总则、技术措施、安全管理、附则。

dianli gongcheng jianshe xiangmu anquan shengchan biaozhunhua

电力工程建设项目安全生产标准化　(standardized safty management of power project construction)　通过建立安全生产责任制，制定工程安全管理制度和操作规程，建立风险分析和预控机制，以规范生产行为，使各生产环节符合有关安全生产法律法规和标准规范要求，人、设备、环境、管理处于良好状态的生产管理过程。电力建设工程安全

生产标准化建设的主要内容包括：①安全管理标准化；②安全技术标准化；③安全设施设备标准化；④安全文明施工标准化；⑤岗位作业安全生产标准化。

安全管理标准化　通过制定科学的安全管理标准来规范人的思想行为，确定成员必须遵守的行为准则，要求电力建设工程的所有环节都必须严格按照一定的标准来运行，从而实现管理的规范化。安全管理标准化的内容主要包括：①安全目标；②项目组织机构和职责；③安全生产投入；④法律法规与安全管理制度；⑤教育培训；⑥隐患排查和治理；⑦重大危险源监控；⑧职业健康；⑨应急救援；⑩事故报告和调查处理；⑪绩效评定和持续改进。

安全技术标准化　主要是指按照法律法规、标准规范的要求，结合企业特点，对常见的安全技术提出规范性要求，实现电力建设工程的安全技术标准化，有效地控制各类事故的发生。其主要内容包括土石方工程、地基与基础工程、砂石料生产工程、混凝土工程、堤防工程、模板安装与拆除工程、金属结构制作与安装工程、脚手架施工、钢筋加工等的安全技术标准化。

安全设施设备标准化　建设施工企业为改善施工现场劳动条件，消除事故隐患，对施工条件、机械设备、施工过程的安全环境采取的综合性安全技术设施等所进行的标准化工作。电力建设施工现场安全设施通用部分较多，但会有不同的危险源，需不同的安全设施，且每个企业文化内涵不同，安全文化宣传内容、形式也会不同，需按照企业安全设施标准化规定进行策划，做到现场安全设施设备标准化。

安全文明施工标准化　主要是明确对施工现场各类安全防护设施、安全通道、消防与应急、安全标志等安全设施的设计规范与配置要求，以及对施工现场与办公区、生活区文明形象的要求。

岗位作业安全生产标准化　主要包括：①对现场危险有害因素进行辨识，制定安全措施；②对爆破等高危作业实行许可制度，即实现现场与施工过程的控制；③提出对现场人员作业行为的要求（包括对架子工作业、焊工作业、电工作业、爆破工作业、起重工作业、电气安装工作业、汽车司机、钢筋工作业、木工作业、钻工作业、混凝土工作业、喷锚支护工作业、模板工作业、混凝土浇注工作业等人员的作业行为要求），个人防护用品的佩戴要求，作业环境中的警示标志要求，外协队伍、分包商的相关要求以及机构、人员、设备设施、作业过程及环境发生变化时的控制程序要求。

dianli gongcheng kance

电力工程勘测　(investigation and surveying to electric power engineering)　对电力工程项目建设场地的地形、地貌、土质、水文、岩石、地质构造、气候特征等自然条件及其周围环境进行的勘探、试验、调查、测量及编写分析和评价报告工作的总称。勘测方法主要有勘察、勘探和测绘。勘察是根据电力建设工程的要求，查明、分析和评价建设场地的地质、地理环境特征和岩土工程条件并编制建设工程勘察文件的活动。勘探主要是采用钻探、井探、槽探、坑探、洞探以及触探等专业技术，了解和掌握建设场地地下岩土状态的活动。测绘是指通过测量、调查或遥感等方式，绘制工程建设场地地形地貌等图件的活动。

电力工程勘测工作主要包括电力工程建设场地的工程地质勘察、水文勘测、气象勘测、地形测量和历史自然灾害调查等内容。水电、火电、核电、输变电工程具有不同的特点，其相应的工程勘测内容也有差异。

工程地质勘察　通过现场勘探和测试，查明拟建电力工程建设场地的地形地貌、地质构造、岩土层分布和岩土性质、地下水条件、不良地质状态和地质灾害构成等情况。在此基础上，对岩土的承载力、密度、含水量、化学成分组成等内容进行分析和评价，并编写出勘察报告。

水文勘测　对与工程建设相关的水文要素与历史数据进行观测和调查，并依据观测和调查结果对水文进行分析与计算，同时编写出电力工程建设场地的水文技术评价报告。

气象勘测　通过现场测验和取证以及资料查询与分析，了解和掌握电力工程建设场地的有关气象要素及其变化规律，为工程建设提供相关设计和决策依据。

地形测量　在工程勘测设计、施工和运行各阶段，应用测绘学的理论、技术和仪器，对工程建设场地和工程建（构）筑物进行坐标观测、高程观测、地形观测、变形观测并进行计算和绘图等工作。

历史自然灾害调查　通过文献查阅和人员访谈等方式，获知并掌握拟建场地及其周围环境曾发生过的地震、海啸、台风、泥石流等自然灾害重大历史事件，为科学制定电力工程设计施工方案提供科学依据。

水电工程勘测　应对电站和水库周围的区域地质情况进行详细的勘探和测量。区域地质情况应包括区域地层岩性、地质构造、地貌和物理地质现象、水文地质及地震地质等概况，区域内侵入岩、喷出岩、变质岩和沉积岩的分布范围、形成时代和岩性岩相特点，第四纪沉积物的成因类型和组成物质。岩溶区（即喀斯特地貌区）应重点说明岩溶发育规律及地下水的补排条件。特别是区域内的主要地质构造单元、褶皱和断裂的类型、产状、规模及构造活动史，大型泥石流、滑坡、岩溶、移动沙丘及冻土等分布情况，主要含水层和隔水层的分布情况，潜水的埋深和泉水的出露高程、类型及流量等地质状况，有关建（构）筑物建设区域地质构造稳定性的主要情况和地震基本烈度等，都是水电工程地质勘测的主要内容。在完成勘测工作的基础上，还应结合已搜集的各类最新区域地质志和区域地质图等资料，编绘出水电工程建设区域综合地质图，以指导工程项目建设。

火电工程勘测　主要是查明各建（构）筑物建设地段的地基岩土类别、层次、厚度及沿垂直和水平方向的分布规律，查明各地段地下水埋藏条件和水位变化幅度以及土壤标准冻结深度和最大冻结深度。对于地貌变化、基岩起伏较大和第四系覆盖层岩性复杂的地段，应对建设区域的地形特征，地貌成因类型，地貌单元分布，地质构造特征及不良地质作用，各类岩层的分布、厚度及接触关系，不同地质的风化层厚度及其节理裂隙性状、不利结构面的组合，特殊岩土分布特征，特殊岩土性状指标、相应等级和分区等进行详细勘察。特别是对主厂房的建设地段应着重勘察该区域的地基强度和变形特征；储煤筒仓和输煤廊道以及循环水泵房等建（构）筑物的建设地段应着重勘察场地地基土的压缩性和地层的不均匀性以及稳定性等；对于荷重较大的吸收塔、电控楼、石灰石粉仓等建（构）筑物应着重勘察地层岩性、分布

规律及土体的稳定性等。对于建设在地震基本烈度为6度及以上区域的火电工程，还应对建设区域内的饱和砂土和饱和粉土进行地震液化判定与评价，并确定液化等级。在发电工程建设前期，还要通过搜集资料和工程地质测绘与调查，了解厂址附近地质断裂的发育情况，评价其对厂址稳定性的影响，为工程建设提供所需的地基基础设计参数。

核电工程勘测　分为初步可行性研究、可行性研究、初步设计、施工图设计和工程施工5个阶段。①初步可行性研究阶段的勘测工作主要是以搜集资料为主，辅以适当的工程地质调查、水文地质调查和岩土工程勘探，对厂址的场地稳定性、地基条件、环境地质做出初步评价，提出工程选址是否适合工程建设的意见，为总图设计提供依据。②可行性研究阶段的勘测工作主要是查明建设区域地质构造、岩土分布和岩体风化等特征，并获得地质岩层的设计参数，为基本确定核岛、常规岛及冷却塔的位置提供可靠的岩土工程资料。③初步设计阶段的勘测工作则将按核岛、常规岛、水工建筑、附属建筑分地段进行地质勘测，根据各类建（构）筑物的重要性和对地基的不同要求确定勘测和试验内容，并按不同地段编写勘测报告。这一阶段要求查明各建（构）筑地段的地基岩土类别、成因、组构关系、物理性质和力学指标及地下水条件，查明核岛区的地基条件（包括静态岩土参数和动态岩土参数），查明常规岛、冷却塔和泵房的地基条件和相应的岩土设计参数，进一步明确建设区内断层分布及其对地基稳定性的影响。④施工图设计阶段的主要勘测内容是水工建筑和附属建筑，同时对核岛和常规岛做补充勘测或验证工作。⑤工程施工阶段工程勘测的主要工作是对前期勘测成果的现场检验和工程建设开始后的现场监测，验证前期勘测成果和设计条件。

输变电工程勘测　重点是工程沿线的地形地貌、地质构造、地层岩性和特殊性岩土的分布、地下水的埋藏条件和水位变化幅度，跨越河段的位置与特征以及主要河流地段的岸坡稳定性。对于重点的塔架等构筑物，应着重查明塔基范围内地层岩性、风化破碎程度、软弱夹层及其物理力学性质。若在工程沿线存在计划开发的矿藏，应调查沿线的矿藏分布与开采情况，使工程建设区域尽可能避开可采矿层。

dianli gongcheng sheji

电力工程设计　(design of electric power engineering)

运用科学知识和技术方法，为电力工程项目的建设提供设计文件和图纸的整个活动过程。在电力工程项目实施前，依据核准的项目申请报告和经评审确认的可行性研究报告书，在勘测工作的基础上，按技术可行和经济合理的原则，对基本建设工程项目进行全面的规划、构思、分析和研究，描绘工程建设实体、结构、样式蓝图，确定技术标准，计算工程造价，并将研究结果以设计文件和施工图纸的方式呈现出来，作为电力工程项目建设和施工的依据。电力工程设计是工程项目建设过程中的重要环节，是处理技术与经济关系的桥梁，是科学技术转化为生产力的纽带，也是确定与控制工程造价的重点阶段。

原则　电力工程设计应在符合国家和行业的技术标准、规范和规程的前提下，坚持技术先进适用、安全可靠、经济合理、质量第一的原则。电力工程设计不仅应符合国家工程设计的通用规范，而且必须符合电力行业的技术标准、规范和有关规程。同时，在主要经济技术指标满足工程建设要求的前提下，还应综合考虑工程项目的经济效益、社会效益和环境保护等因素，使工程设计实现最优化。电力工程设计因工程管理需求进行工程设计分类，并在工程设计程序的指导下逐步展开。

中国电力工程设计发展阶段　电力工程设计属于特种工程设计，一般由专业电力设计院承担。中国从20世纪50年代开始组建专业电力设计院，分别承担水电、火电和输变电工程设计。在计划经济时期，各电力设计院承担的设计项目来自各级电力主管部门下达的设计任务。1978年以后，各电力设计院逐步成为市场竞争的主体，通过招投标承接设计合同。90年代起设计手段逐步从手工制图变为计算机制图。2000年以后，伴随着信息技术和三维工程设计集成系统平台的应用，实现了在统一设计平台下的多专业协同设计，按流程实现了各设计阶段之间以及工程总承包项目中的设计与施工、采购之间的纵向数据贯通和数据继承；通过核心数据库和内容管理系统，实现了项目内容的集中管理、共享和实时控制。在发电工程设计方面，以数字化工艺设计和三维布置设计为基础，辐射发电工程设计上下游，形成了以项目定制、系统设计、布置设计和详图设计等新的设计模式，建立了覆盖发电各专业的系统设计、布置设计以及分析计算等较为完整的发电工程集成设计平台。在变电工程设计方面，开发应用了一系列以数据库为核心的变电一体化设计软件，大幅提高了变电设计的效率和质量，实现了从计算机辅助制图到计算机辅助设计的根本转变。在输电工程设计方面，通过采用3S（GIS、GPS、RS）技术以及数据库（见数据库技术）、数字化测量和三维可视化技术，科学规划电网，优化输电路径，开发具有自主知识产权的全过程信息化电网技术平台（API），以信息化的思路、平台化的理念、全过程的应用提供从电网规划、基本建设到生产的全寿命周期一体化解决方案，初步实现了勘测数字化、设计可视化、移交电子化、运行状态化、信息标准化和应用网络化，为智能电网信息化（见电网信息化）提供数据支撑。

dianli gongye

电力工业　(electric power industry)　将化石能源、核能、水能、风能、太阳能等一次能源经发电设施转换成二次能源——电能，再通过输电、变电与配电系统供给用户的基础产业。电力工业在一个国家的能源发展中占据重要战略地位，是现代社会必不可少的公用事业。电力工业的根本任务是向用户提供充足、可靠、合格、价格合理的电能。1913年，电力工业作为独立的公共事业部门进入人类生产活动的各个领域。（见电力工业发展简史）

电能的生产使用由发电、输电与变电、配电与用电等环节组成。各环节和不同层次具有相应的通信信息与控制系统，对电能的生产过程进行测量、调节、控制。根据发电所用的能源，中国电力工业统计口径将其分为火力发电、水力发电、核能发电、风力发电与其他五大类；输电包括交流输电和直流输电；用电包括用电设备的安装、使用和用电负荷的控制。

属性　电力工业具有资金和技术密集的特征。电力行业是资产最多的行业之一，其资金密集程度为其他行业的两倍

甚至若干倍。据统计，在各行业中，电力行业的固定资产占其总资本的92%，而其他行业（包括化工、制造、冶金等）只占45%左右，因此，有国家称电力工业为“装置性产业”（即设备型产业）。其现代化程度突出表现为信息化技术的大量运用、大型发电机组的建设和新能源发电技术的应用。

电力生产的特点　电能是一次能源转化而来的清洁、使用方便的二次能源，可以精确定时、定点、定量加以利用。电能可以方便地转换为光能、机械能、热能等其他形式的能源，易于精密控制。水能、风能、核能等一次能源只有转化为电能，才能大规模开发利用。根据现有技术水平，电能尚不能被大规模储存，发电、供电和用电过程须同时进行，电力生产过程的连续性，要求发电机组发出的功率与用电设备消耗的功率始终保持平衡，并保证供电质量（包括频率、电压、波形和供电可靠性等）达到规定的标准。电能的这些特性使其在现代经济社会中得到广泛的应用，电气化已成为现代化的重要标志之一。

电力发展速度要始终大于一次能源发展速度，并与经济发展速度相适应。其原因主要包括：①科学技术的进步，产业结构的升级，生活质量的提高，使电力需求以高于经济和一次能源增长的速度增长。②各国积极发展能源战略，而从能源消费的角度看，电力消费的比重会越来越多，促使电力工业发展成为各国能源战略的重心。③以电力代替其他能源，具有明显的节约能源和环境保护效果。④能源领域的重大科技项目，包括核能技术、新能源技术、洁净煤技术、环境保护技术等都是围绕电力进行的。电力技术在经济社会、一次能源与环境的协调发展中起着重要的平衡作用，已成为实现可持续发展的桥梁。

展望　一个国家的电气化水平通常用两个指标衡量：一是发电用能占一次能源消费的比重，二是电能占终端能源消费的比重。根据国际能源署（IEA）2011年统计，美国和欧洲电煤比例分别为90%、80%，澳大利亚超过50%，中国占50%左右。从世界部分国家电能占终端能源消费比重（见表1）中可以看到，电能在能源消费中所占比重总体呈上升趋势。根据国际能源署对世界能源消费格局的预测，到2030年，发电用能源占世界一次能源消费的比重将达到41.4%，电能占世界终端能源消费的比重将达到22%。中国电煤比重表如表2所示，中国发电用能占一次能源消费的比重表如表3所示。

表1　世界部分国家电能占终端能源消费比重（%）

国　家	年　份						
	1971	1980	1990	2000	2005	2009	2010
美　国	10.1	13.3	17.5	19.5	20.3	21.4	21.8
日　本	14.7	19.0	21.5	23.6	24.3	25.5	26.5
英　国	13.4	15.4	17.0	18.8	19.9	21.0	20.5
法　国	8.6	12.7	18.1	20.2	21.4	22.7	23.5
德　国	10.7	13.6	16.2	17.9	18.5	19.0	20.1
印　度	3.1	4.3	7.3	10.0	11.5	13.8	13.4
巴　西	5.8	10.6	16.2	17.8	17.9	18.3	17.9
俄罗斯				12.4	13.4	13.9	14.0
中　国	2.9	4.3	6.3	11.7	15.8	18.5	19.6

资料来源：国际能源署（IEA）网站。

表2　中国电煤比重（%）

年　份	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012
电煤消费原煤占煤炭产量的比重	19.61	26.94	35.05	45.54	53.72	54.32	57	54.69

资料来源：中国电力企业联合会历年统计资料。

表3　中国发电用能占一次能源消费的比重（%）

年　份	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012
发电用能占一次能源消费的比重	21.32	24.68	29.58	41.72	41.39	42.62	43.63	44.06

资料来源：中国电力企业联合会历年统计资料。

21世纪以来，全球能源安全和气候变化问题日益突出，各国煤、电、油、气、运紧张局面反复出现，生态环保形势日趋严峻，以新能源和智能电网为标志的新一轮能源技术革命不断孕育发展，电力在能源发展中的中心地位更加凸显。

（1）电源建设领域，煤炭的绿色清洁利用技术、风能及太阳能等可再生能源的大规模开发利用技术、新一代核能利用技术、非常规油气开发利用技术，是新一轮能源技术创新中电力生产领域的热点。

（2）电网建设领域，大力加强资源的优化配置，提高能源运输系统的整体协调和互动能力，保障能源的安全输送。特高压大容量输电技术、大电网安全稳定运行技术、可再生能源发电并网技术、智能电网技术是电力输送领域技术的核心内容。

（3）电能消费领域，各国不断提高能源使用效率，在交通运输、城市发展等领域逐步实现电力对石油的替代。电动汽车等新型用电产业在国民经济中将占据更为重要的位置，世界电气化程度将进一步提高，能源消费电气化趋势将更加明显。推动能源系统智能化升级，特别是智能电网及相关产业的发展，已经成为世界主要发达国家拉动经济发展的重要手段。分布式发电、微电网等能源系统的智能化建设将带动全球产业升级，增强能源的可持续供应能力，并满足用户的多元化用能需求。

dianli gongye fazhan jianshi

电力工业发展简史　(brief history of power industry development)　自1799年意大利物理学家A. 伏打（A. Volta，1745—1827）研制出电池以后，1831年，英国物理学家M. 法拉第（M. Faraday，1791—1867，见图1）发现电磁感应原理，奠定了电机理论基础。1866年，德国发明家W·西门子（W. Siemens，1816—1892）发明了励磁电机；1879年，美国发明家T. A. 爱迪生（T. A. Edison，1847—1931）发明了碳丝白炽灯泡，性能大大优于弧光灯，这个发明开辟了大量采用电照明的道路。从电的理论、生产到应用的这三大发明开启了人类实现电气化的道路。19世纪以来，法国、德国、英国、比利时、丹麦、美国、俄罗斯等国的大批物理学家和发明家在电、磁及电磁感应方面发现了一系列规律，并着手制造了各种机械能与电能的转换装置，逐步制成了直流、交流发电机和电动机。这些研究和发明，为电力工业的诞生奠定了基础。一个多世纪以来，电力

工业发展的简要历程如下：

1870年，比利时发明家Z. 格拉姆（Z. Gramme，1826—1901）研制成直流发电机，实现了直流电的照明应用。1875年，法国巴黎北火车站建成世界上第一座火电厂，安装经过改装的格拉姆直流发电机，供附近照明用电。


图1 M. 法拉第

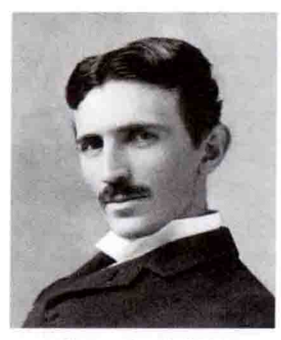
1879年，美国旧金山建成世界上第一个商用发电厂，有2台发电机，供22盏弧光灯用电。

1881年，英国戈德尔明建成了世界上第一座小型水电站。

1882年1月，英国伦敦荷尔蓬高架路（Holborn Viaduct）建成了英国第一个发电厂。7月，在中国上海，英国人立德尔（R. W. Little）等成立了上海电气公司，从美国购得直流发电设备，建立了中国第一家商用发电厂，从电厂到外滩及虹口招商局码头，沿街架线，装设了15盏弧光灯照明。9月，爱迪生在纽约珍珠街建立了世界上第一座较正规的商用发电厂，装有6台蒸汽机带动的直流发电机，共660kW，以110V地下电缆供电，最大供电距离1.6km。至此，初步奠定了发、输、用电的电力工业科学技术体系的基础。同月，在美国威斯康星州亚浦尔顿（Appleton）的福克斯（Fox）河上，建成了一座较大的水电站，水头3m，采用直流发电机发电，供电距离约25km。

1884年，英国工程师C. A. 帕森斯（C. A. Parsons，1854—1931）发明了高速的反动式汽轮机，带动发电机发电，成为电力工业采用汽轮发电机组的开端。

1885～1886年，美国发明家和制造商G. 威斯汀豪斯（G. Westinghouse，1846—1914）与W. 斯坦利（W. Stanley）等人合作，买到了变压器发明专利权，在马萨诸塞州的大巴林顿（Great Barrington）建成了第一个单相交流送电系统。用一台变压器使电源侧的送电电压升到1000V，将电力输送约1.2km，在受电端由另一台变压器降压至500V，显示了交流配电的优越性。与此同时，在纽约州的布法罗（Buffalo）也建成了相似的交流送电系统。


图2 N. 特斯拉

1883年，克罗地亚出生的美籍发明家N. 特斯拉（N. Tesla，1856—1943，见图2）制造了世界上第一台感应电动机；1891年，发明了特斯拉线圈。G. 威斯汀豪斯购买了此项专利，并于1893年成功为在芝加哥举办的世界哥伦布博览会提供交流电供电。

1891年，德国在劳芬电厂安装了世界上第一台三相交流发电机，并建成第一条三相交流15.2kV输电线路——法兰克福输电线路，并投入运行。三相交流电既用于照明，又用于电动机代替蒸汽机驱动旋转的机械设备。三相交流电技术克服了最初直流供电损耗大、容量小和供电距离短的缺点，为电力技术革命和产业发展奠定了基础，标志着远距离输电技术的发展进入新阶段。

1895年，美国建成交流发电机组总容量为3750kW的尼亚加拉瀑布水电站。1896年采用交流输电至布法罗，相距35km。这次送电的成功，结束了自1880年以来交流电与直流电优越性的争论，交流电的优越性迅速被确认并取得统治地位，为此后30多年间大量的水电开发创造了条件。

1903年，威斯汀豪斯电气公司采用帕森斯汽轮机组成发电机组，装设在宾夕法尼亚的威尔明顿（Wilmerding）和康涅狄格州的哈特福德（Hartford）电厂。同年，通用电气公司在美国芝加哥菲斯克（FISK）电厂装设了第一台5000kW汽轮发电机组，标志着通用汽轮发电机组的开始。

1907年，美国工程师E. M. 休利特（E. M. Hewlett）与H. W. 巴克（H. W. Buck）发明了悬式绝缘子，为提高输电线路电压开辟了道路。

1913年，电力工业作为独立的产业进入生产领域，全世界发电量达500亿kW·h。

1916年，自美国西弗吉尼亚州的惠林（Wheeling）至俄亥俄州的坎顿（Canton）建成第一条132kV输电线路，长90km。

1929年，第一台20万kW汽轮发电机在美国制成，次年投入运行。

1933年，美国大古力水电站开工建设，单机容量10.8万kW，建设规模197.4万kW，1941年开始投运，是当时世界上最大的水电机组和水电站。

1952年，瑞典建成世界上第一条380kV交流输电线路。

1954年，苏联建成世界上第一座核电厂。核电在应对世界性能源危机，保护环境，促进人类社会与自然界和谐、可持续发展方面有独特作用。

1964年，美国建成第一条500kV超高压输电线路。1985年，苏联建成世界首条特高压输电线路，电压等级1150kV、输电距离890km，后降压运行。

1972年，美国投运的首台双轴百万千瓦以上机组——130万kW机组为世界上最大容量的火电机组，截至2011年，有9台仍在运行。

1984年11月，伊泰普（Itaipu）水电站投运，安装18台70万kW机组，装机容量为1260万kW，为当时世界上最大的水电站。1991年5月，最后一台机组发电，总装机容量达1400万kW。是世界上第二大水电站。

2003年7月，中国三峡水电站并网发电，总装机容量达2250万kW，是世界上最大的水电站。

2006年11月，中国首台国产百万千瓦超超临界机组工程——华能玉环发电厂1号机组投运，蒸汽参数为27.56MPa、605℃/603℃，机组热效率达45.4%。

2009年12月28日，中国云南—广东±800kV特高压直流输电工程全线贯通，并实现单极送电成功。2010年6月15日，±800kV高端部分完成双极全压试验送电；6月18日，工程正式竣工投产。成为世界上第一个±800kV直流输电工程。

2010年7月8日，中国向家坝—上海±800kV特高压

直流输电示范工程投入运行。线路全长1907km，输送能力达700万kW级，是世界上输送容量最大、送电距离最远、技术水平最先进、电压等级最高的直流输电工程。同年8月，晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程通过国家验收。该工程全长640km，在世界上首次研究提出了特高压交流输电技术标准体系，是世界上运行电压等级最高、技术水平最先进、中国具有完全自主知识产权的交流输变电工程。

2010年12月28日，中国华电宁夏灵武发电厂二期工程3号机组正式投产，成为中国具有独立知识产权的首台百万千瓦级超超临界空冷机组。

截至2011年，世界最大的核电站为日本福岛核电厂，装机容量909.6万kW，因地震损毁。（见核能发电、2011年东日本大地震）

2012年，中国向家坝水电站投产发电，其机组单机容量80万kW，为世界上单机容量最大的水电机组。（见水力发电）

截至2012年底，中国水电装机容量（含抽水蓄能）达到24947万kW，居世界第一。

截至2012年底，中国发电装机容量114676万kW，全国电网220kV及以上输电线路回路长度、公用变压器设备容量分别为469056km、255134万kV·A，均居世界首位。

dianli gongye guihua guanli

电力工业规划管理　(planning management of electric power industry)　通过编制和组织实施规划、跟踪检查分析规划执行情况，以及拟定改进措施，对电力工业的建设、生产、经营等工作进行计划、组织、协调、控制和监督的活动。

主要内容　正确分析和预测国民经济和社会发展对电力的需求，发挥市场在资源配置中的作用，科学地提出电力工业发展的战略、目标、结构、布局、政策和措施，以实现电力资源的优化配置、满足国民经济和社会发展对电力的需求，并负责规划的实施、调整和评估。

电力工业是国民经济的基础产业和先行产业，电力工业的规划应根据国民经济和社会发展的需要制定，并纳入国民经济和社会发展规划，统筹考虑国民经济发展规划和电力规划的关系、地方经济发展规划和电力规划的关系，体现合理利用能源、电源与电网配套发展、提高社会效益与经济效益和有利于环境保护的原则，与一次能源分布和开发、交通运输、设备制造、物资供应、资金及生态环境保护等相协调，同时在电力工业内部，发电、输变电、配电之间，有功电源与无功电源之间，一次系统与二次系统之间，以及电力建设、生产经营与科技发展、人力资源开发等之间，均保持协调，从而实现电力工业的可持续发展。所有这些，都需要通过编制和实施电力长期发展规划、电力中期发展规划、电力固定资产投资规划、电力年度生产规划和电力项目前期工作的管理等实现。

沿革　世界上实行市场经济体制的国家，电力发展规划主要由各电力公司编制和实施。20世纪90年代初开始，随着世界各国电力工业管理体制相继实行以私有化和自由化为主线的市场化改革，发电、输变电和配电环节分开，引入竞争机制，逐步建立电力市场，电力工业规划管理工作也发生了相应的变化。

中国在1998年电力工业部撤销以前，将电力工业规划管理统称为电力发展计划。该计划工作曾先后由燃料工业部（1949年10月设立，1955年7月撤销）、电力工业部（1955年7月设立，1958年2月撤销；1979年2月重新设立，1982年5月撤销；1993年3月再次设立，1998年4月撤销）、水利电力部（1958年2月设立、1979年2月撤销；1982年3月重新设立，1988年3月撤销）、能源部（1988年4月设立，1993年12月撤销）负责；跨省电网和各省、自治区、直辖市（简称省区市）的电力工业计划工作由五大电业管理局（华北、东北、华东、华中和西北电业管理局）及各省区市电力工业局负责，各省区市电力工业局所属的供电局或电业局分别负责各地区的电力计划工作；1998年3月，电力工业部撤销以后，全国电力行业管理由国家经济贸易委员会（简称国家经贸委）负责，国家经贸委下设电力司，负责全国电力规划工作；2002年中国电力体制改革以后，开始取消电力发展计划，开展电力规划工作。国家发展和改革委员会、环境保护部及其他相关政府部门从宏观上管理和指导中国电力工业规划。电网公司和发电公司根据公司发展战略需要，通过研究未来电力供求关系，编制公司中长期发展规划、制定固定资产投资计划等。2013年3月，根据《国务院机构改革和职能转变方案》，将2008年成立的国家能源局和2003年成立的国家电力监管委员会的职责整合，重新组建国家能源局（不再保留国家电力监管委员会），并强化了其能源发展战略、规划和政策的拟定及组织实施的职责。

dianli gongye huanjing baohu

电力工业环境保护　(environmental protection for electric power industry)　对电力工业开发建设及生产活动中产生的对环境不利影响和生态不利影响因素进行预防及治理的行为。电力工业环境保护贯穿电力工业各领域全生命周期，包括火电环境保护、水电环境保护、核电环境保护及输变电环境保护等。环境保护与应对气候变化是两个既有联系又有区别的范畴，在国际上一般是分别立法和分别管理的，但有的国家在环境保护法中包含了应对气候变化的内容。

对环境不利影响　包括发电过程中燃料燃烧后所排放烟气中的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、重金属以及原料、燃料、灰渣场的扬尘等污染物对环境空气质量、能见度的影响；化石燃料发电排放的二氧化碳、氧化亚氮等温室气体对气候变化的影响；电力建设项目施工及生产过程排放废水中的化学耗氧量（COD）、悬浮物、pH值、油类、重金属等污染物以及排放的固体废物、循环冷却水（也称温排水）对水体、土壤等环境的影响；电力设备运行产生的机械性噪声，风机、空气压缩机、汽轮机、燃气轮机、锅炉排汽、风电场运行等产生的空气动力性噪声，冷却塔淋水噪声，输变电设备运行中产生的无线电干扰、电磁可听噪声，交流输电系统的工频电场、工频磁场，直流输电线路的离子流密度及合成电场、磁场等物理现象对环境的影响；核电厂的放射性物质对环境的影响。

对生态不利影响　电厂排放的大气污染物直接或经转化形成的酸雨细微颗粒物，以及电力建设项目施工及生产活动

尤其是大型水电开发及运行等活动对生态系统及其生物因子、非生物因子所产生的不利影响。对生态的不利影响主要包括工程建设和居民迁移过程中形成的永久性和临时性建筑、施工道路占用土地，施工及运输产生的废水、废气、废渣、噪声、振动等对农田、林（草）地植被、水土以及对当地居民生产、生活环境产生的影响；水库、贮灰场、风电场等建成和运行后，由于地表改变、大坝阻隔、水库浸没、水流变化、水质改变、局地风速/风频改变等情况对当地物种、种群、群落、生态系统等生物因子和气候、土壤、地形、水文等非生物因子的影响。

环境保护法规 包括环境保护的基本法或综合法中对空气、地表水、地下水、海洋、土壤、生态等环境要素的保护规定，包括大气污染控制、水污染控制、固体废物污染控制、噪声污染控制、振动控制、辐射控制的法规，还包括刑法、民法、经济法等法规中有关环境保护的要求以及立法机关、政府制定的有关环境保护规划、环境经济政策、技术标准和相关要求。中国通过法律确定的环境保护制度主要包括环境影响评价制度、污染物排放总量控制制度、强制性污染物排放标准制度、排污收费制度、污染物排放限期治理制度等。

环境管理手段 包括命令控制型手段和经济激励型手段。

命令控制型手段 通过制定法规强制要求排污者或者对环境的影响者必须达到环境保护要求，如对燃煤电厂等大量、集中排放污染物的企业，国家采用强制性的排放标准规定，要求企业进行治理并必须达标。

经济激励型手段 通过制定促进价格、供需、竞争等市场机制要素发挥作用的环境经济政策，引导排污者或者对环境的影响者达到环境保护要求或进一步改善环境。环境经济政策主要有税收和收费制度，包括资源税、环境税、排污收费、财政补贴、低息或贴息贷款、税收减免、财政转移支付、押金退款、排污权交易等。环境经济政策结合各国国情且有针对性才能发挥作用，具体包括：对于居民排放的生活污水，由于不可能要求每家都自行建污水处理设施，采用收排污费然后由政府负责集中治理；对于破坏生态环境者征收生态补偿费，对于保护生态环境者则采用财政转移支付；采用财政补贴、环保优惠贷款，鼓励新技术开发推广；对于采用清洁能源发电或提高污染控制水平者，将成本纳入电价；对于实现区域污染物排放总量减少则采用排污权交易等方式；对于高能耗、高污染的产业，在一定阶段通过采用区别电价等手段限制其发展。

不同阶段的环境保护工作 可划分为电力基本建设阶段、生产运行阶段和服役期满阶段的环境保护工作。在电力基本建设阶段，主要是从环境保护角度做好规划、厂址优选、工艺论证、环境影响评价、施工中的污染排放控制、建设好环境保护设施以及做好生态保护工作。在生产运行阶段，主要是按环保要求运行、维护、检修好环境保护和生态保护设施。水电应高度重视流域和水资源平衡工作，要根据所在区域的各种需水要求，科学用水、调水，优化水库和水电机组的运行方式，做好生态保护和水土保持工作；核电要做好放射性物质运输安全工作（见《核电卷》放射性物质运输安全）。服役期满阶段，主要是对报废设备进行资源化利用或无害化处理，对于土地和相关生态环境进行再利用或恢复原有功能。

预防及治理措施 根据全寿命周期原理，可分为调整电力结构措施、工程技术措施、管理措施三大类。调整电力结构措施包括优化发电能源结构、优化机组结构和优化电力布局等措施；工程技术措施包括采用新技术、新产品、新工艺等优化工艺流程，实施技术改造，开展清洁生产，建设配套污染控制和生态保护设施等措施；管理措施包括政府部门制定约束和激励政策、加强监管，以及企业加强信息化、标准化等管理创新活动。

中国电力工业环境保护历程 经历了开拓与初步发展阶段、全面推进阶段和大力发展阶段。开拓与初步发展阶段（1978～1990年）：以改造除尘器、建设水力输灰灰场、开展环境影响评价、采用高烟囱扩散、加强粉煤灰综合利用为主要手段，把控制老电厂烟尘排放和减少向江河排灰、预防新建电厂对大气环境质量的影响作为重点，奠定了电力环境保护工作的基础。全面推进阶段（1991～2005年）：继续加大对老电厂烟尘、废水、灰渣治理力度和彻底解决向江河排放灰渣问题；通过燃烧低硫煤，推进以高参数、大容量机组替代低效率、高污染小机组（简称"以大代小"）和热电联产工作，采取烟气脱硫试验示范工程建设等措施，减缓了二氧化硫排放量增长趋势并为后期大规模控制二氧化硫排放奠定了基础；通过调整燃烧方式控制氮氧化物排放的措施在一大批机组上开始应用；以三峡水利枢纽工程建设论证为标志，水电环境与生态保护工作得到了高度重视并取得了重要进展；核电的环境保护工作从一开始就与国际先进的环境保护要求同步。大力发展阶段（2005年开始）：电力工业各项环境保护工作进一步深化，尤其突出的是火电厂大气污染物排放控制取得了重大进展：2012年与2005年相比，中国火电厂烟尘排放总量降低了58%，每千瓦时火电发电量的烟尘排放量由1.8g下降到0.4g；烟气脱硫机组增长了近13倍，约占煤电机组容量的90%，如果考虑循环流化床机组的脱硫效果，全国脱硫机组占煤电机组容量接近100%；每千瓦时火电发电量的二氧化硫排放量由6.4g下降到2.3g；建成烟气脱硝装置的火电机组由2005年的360万kW提高至2012年的2.3亿kW。

dianli gongye jishu zhengce

电力工业技术政策

(technology policy of electric power industry) 与电力工业相关的国家技术策略。国家技术策略是一个国家发展技术和经济应当遵循的准则，由政府制定，力求反映客观规律、国情、民意和世界科学技术发展的潮流，并作为各级政府和部门进行科技决策的指南。它是编制科技发展、经济和社会发展规划，指导科技攻关、技术改造和引进、重点建设，以及产业结构调整的重要依据。

1986年5月，中国国务院办公厅发布《关于发布十二个领域技术政策要点的通知》。国家科学技术委员会据此发布了《中国科学技术政策指南》（《科学技术白皮书》第1号，1986年8月）。其中，对有关发展电力工业的技术政策做出了明确规定。1994年9月，电力工业部在上述有关发

展电力工业技术政策的基础上，根据《电力工业科学技术发展规划（1994～2000～2010～2020年）》编制了《电力工业技术政策》并发布施行。其内容主要包括：①发电能源构成和电力资源多样化；②积极发展水电；③优化发展火电；④开发新型洁净煤燃烧发电技术；⑤适当发展核电；⑥因地制宜发展新能源和可再生能源；⑦加快电网建设，充分发挥规模效益；⑧加快电力信息化建设；⑨积极推广应用电力电子控制技术；⑩建设现代化的城市电网；⑪加速农村电气化建设和农网改造；⑫节能、节电、节水应摆到重要的战略位置；⑬认真治理环境污染，提高环保水平；⑭提高电力工业自动化水平。这些政策对推动中国电力工业的发展起了重要的作用。

为了适应中国电力工业的发展，从1999年开始，由国家经济贸易委员会（简称国家经贸委）组织对上述电力工业技术政策进行了修改。根据"重点发展电网，积极发展水电，优化发展火电，适当发展核电，因地制宜发展新能源，高度重视环保，开发与节约并重，提高能源利用效率"的方针，突出电力工业的可持续发展，突出加快电网建设、实现全国联网和城乡电网改造，突出用现代电力电子技术、新能源技术、信息技术、通信技术等先进技术提升电力工业。其目标是：充分发挥第一生产力的先导作用，用新技术加快结构调整、提升传统产业，自主开发形成具有自主知识产权的关键技术和产品，提高电力工业的自主创新能力，实现电力工业技术发展的跨越和电力工业的可持续发展。

2002年6月，国家经贸委、财政部、科学技术部和国家税务总局制定的《国家产业技术政策》对电力工业重点产业技术发展方向提出明确要求：重点发展洁净煤燃煤发电技术、电站锅炉排放控制技术；火电60万kW及以上的超临界机组关键技术；大容量、远距离交直流输电技术，大电网互联安全、稳定运行控制技术；重点发展50万kW以上大型混流式水轮发电机组，加速发展30万kW级抽水蓄能机组、核电60万～100万kW级压水堆核电机组技术和燃气轮机技术。

2007年12月，国务院新闻办公室发布《中国的能源状况与政策》白皮书，在第五部分"加快推进能源技术进步"中重点关注电力产业关键技术的创新，具体包括：①鼓励发展洁净煤技术，推荐煤炭气化及加工转化等先进技术的研究开发；②推广整体煤气化联合循环、超超临界、大型循环流化床等先进发电技术；③发展以煤气化为基础的多联产技术；④重点掌握第三代大型压水堆核电技术；⑤攻克高温气冷堆工业实验技术；⑥鼓励发展替代能源技术；⑦优先发展可再生能源规模化利用技术；⑧稳步推进±800kV直流输电和1000kV交流特高压输电技术；⑨增强电网安全技术。

2012年10月，国务院新闻办公室发布《中国的能源政策（2012）》白皮书，指出中国能源政策的基本内容是：坚持"节约优先、立足国内、多元发展、保护环境、科技创新、深化改革、国际合作、改善民生"的能源发展方针，推进能源生产和利用方式变革，构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系，努力以能源的可持续发展支撑经济社会的可持续发展。为此，将大力发展新能源和可再生能源，包括积极发展水电、安全高效发展核电、有效发展风电、积极利用太阳能、开发利用生物质能等其他可再生能源、促进清洁能源分布式利用。同时，还将推动化石能源清洁发展，清洁高效发展火电，加强能源储运设施建设；加快推进能源科技进步，继续实施"大型先进压水堆及高温气冷堆核电站"国家科技重大专项，推进关键技术创新，增强能源领域的原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新能力。

dianli gongye keji fazhan guihua

电力工业科技发展规划 （science and technology development planning of electric power industry） 根据国民经济和社会发展规划的需求，对某一时期电力科学技术的发展进行的总体筹划和安排。它是电力发展方针、电力发展规划和电力技术政策的体现，应与国家的能源科技规划和发电、输变电、配电设备制造行业的科技发展规划相协调。电力工业科技发展规划有全国性、行业性、地区性和企业性等不同层次。

中国政府曾于1956、1963、1978、1983、1988、1992、2001、2006年和2011年先后9次编制发布国家的科技发展规划，对各个历史时期的科技、经济和社会的协调发展起了重要的作用。

1994年，电力工业部制定了《电力工业科学技术发展规划》（1994～2000～2010～2020年），提出了电力工业科学技术发展的战略、目标、关键领域和为实现上述目标近期、中长期应完成的重点任务和技术储备。

1999年，中国实施电力工业"政企分开"的改革工作，电力工业科技发展规划不再独立成文。此后，对电力工业的发展规划主要在科技及能源发展规划中体现，各电网公司、发电集团则根据发布的规划纲领制定本企业的电力科技发展规划。2001年，国家发展计划委员会和科学技术部（简称科技部）联合发布的《"十五"科技发展规划》、国家发展计划委员会发布的《"十五"能源发展重点专项规划》，以及国家经济贸易委员会发布的《"十五"工业结构调整规划纲要》均涵盖了电力工业科技发展规划内容，即坚持"加快体制改革，重点加强电网建设，积极发展水电，优化火电结构，适当发展核电，因地制宜发展新能源发电"的发展方针，重点实施洁净煤技术、先进高效发电技术与装备、全国电力联网技术、核燃料循环关键技术等重大项目。

2004年6月，国务院发布《能源中长期发展规划纲要（2004～2020）》。该规划的重点在于节能，指出电力工业是节能的重点领域，应大力发展60万kW及以上超超临界机组、大型联合循环机组；采用高效、洁净发电技术，改造在运火电机组，提高机组发电效率；实施"以大代小"、"上大压小"和小机组淘汰退役，提高单机容量；发展热电联产、热电冷联产和热电煤气多联供；推进跨大区联网，实施电网经济运行技术；采用先进的输、变、配电技术和设备，逐步淘汰能耗高的老旧设备，降低输、变、配电损耗；采用天然气发电机组替代燃油小机组；优化电源布局，适当发展以天然气、煤层气和其他工业废气为燃料的小型分散电源，加强电力安全；减少电厂自用电。该规划确定了燃煤工业锅炉（窑炉）改造工程、区域热电联产工程、余热余压利用工程、节约和替代石油工程、电机系统节能工程、能量系统优化工程、建筑节能工程、绿色照明工程、政府机构节能工程、节

能监测和技术服务体系建设工程等十项节能重点工程。

2006年2月，国务院发布《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006～2010年）》。其中提出的电力工业科技发展思路为：①坚持节能优先，降低能耗。攻克主要耗能领域的节能关键技术，积极发展建筑节能技术，大力提高一次能源利用率和终端用能效率。②推进能源结构多元化，在提高油气开发利用及水电技术水平的同时，大力发展核能技术，形成核电系统技术自主开发能力，风能、太阳能、生物质能等可再生能源技术取得突破，并实现规模化应用。③大力发展煤炭清洁、高效、安全开发和利用技术。④加强对能源装备引进技术的消化、吸收和再创新，攻克先进煤电、核电等重大装备制造核心技术。⑤提高能源区域优化配置的技术能力，重点开发安全可靠的先进电力输配技术，实现大容量、远距离、高效率的电力输配。

2011年7月，科技部发布《国家"十二五"科学和技术发展规划》，针对电力工业科技发展提出：加快实施大型先进压水堆及高温气冷堆核电厂的国家科技重大专项；积极发展更高参数的超超临界洁净煤发电技术，开发燃煤电站二氧化碳的捕集、利用、封存技术及污染物控制技术，有序建设煤制燃料升级示范工程；大力培育和发展风力、太阳能和生物质能等发电技术，以及智能电网技术；发展能源勘探开发和清洁高效利用技术，提高能源安全保障能力；同时重点支持新能源和可再生能源规模化利用，以及智能电网和支撑核能发展的基础研究，重点探索第四代核电、海洋能、地热能等方向的前沿技术。

2011年12月，国家能源局印发《国家能源科技"十二五"规划》。规划按照能源生产与供应产业链中技术的相近和相关性，确定了勘探与开采、加工与转化、发电与输配电、新能源等四大重点技术领域。其中，在发电与输配电、新能源两个技术领域确定了十项能源应用技术和工程示范重大专项，即高效、节能、环保的火力发电；先进、生态友好的水力发电；大容量、远距离输电；间歇式电源并网及储能；智能化电网；先进的核能发电；大型风力发电；高效大规模太阳能发电；大规模多能源互补发电；生物质能的高效利用。

2012年3月，科技部相继印发《风力发电科技发展"十二五"专项规划》《太阳能发电科技发展"十二五"专项规划》和《智能电网重大科技产业化工程"十二五"专项规划》，以促进风力发电技术的发展与应用，促进太阳能发电的大规模推广，实现中国电网的跨越式发展。《风力发电科技发展"十二五"专项规划》提出的重点任务是：风能资源和风力发电系统基础理论研究，风电机组整机、零部件关键技术研究开发，公共试验测试系统及测试技术研究，先进风力机翼型族设计及应用技术，大型风电场设计建设及运行关键研究开发，风电并网、储能及风能直接应用关键技术研发。《太阳能发电科技发展"十二五"专项规划》提出的重点任务是：掌握太阳能材料、器件、系统核心技术和工业生产线的关键工艺及装备，突破太阳能发电系统规模化利用的关键技术及装备，建设国家重点实验室、工程中心和产业化基地，完善太阳能产品及系统的检测技术和认证标准，集成示范太阳能开发利用的新技术、新设备。《智能电网重大科技产业化工程"十二五"专项规划》提出的重点任务是：大规模间歇式新能源并网技术，支撑电动汽车发展的电网技术，大规模储能系统，智能配用电技术，大电网智能运行与控制，智能输变电技术与装备，电网信息与通信技术，柔性输变电技术与装备，智能电网集成综合示范。

dianli gongye zhongda keji huojiang xiangmu

电力工业重大科技获奖项目 (prize-winner subjects of science and technology achievement in electric power industry)　1978年，中国电力工业获全国科学大会奖励的重大科技成果有189项，获水利电力部科技大会表彰的重大科技成果有171项。中国电机工程学会常务理事、电力科学研究院总工程师周孝信院士与课题组的科技人员自主开发的大型电力系统分析软件包（PSASP），1985年获首届国家科技进步奖一等奖（见图1）。原水利电力部、电力工业部能源部、电力工业部、国家电力公司均对有关重大电力科技成果给予了奖励。至2013年，共评选出部级（或相当于部级）电力科技奖项目3537项，其中一等奖190项；经电力科技管理部门推荐，电力科技成果共获得国家级科技奖446项，包括特等奖2项，分别是"葛洲坝二、三江工程及其水电机组"和"特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用"，以及一等奖38项、二等奖120项。在2001年设立中国电力科学技术奖后，有33项重大电力科技成果获得国家级科技奖励（见表）。其中，于2007年获得国家科学技术进步奖一等奖的"超超临界燃煤发电技术的研发和应用"居世界领先水平。



图1　周孝信院士（左二）与课题组人员
（中国电机工程学会　提供）

2001～2012年获得国家级科技奖励的重大电力科技成果统计表

序号	获奖项目名称	授奖等级	授奖年度	奖励类别
1	特大电网一体化调度控制系统关键技术及规模化应用	二等	2013	科学技术进步奖
2	大型风电并网运行与试验检测关键技术及应用	二等	2013	科学技术进步奖
3	特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用	特等	2012	科学技术进步奖
4	基于广域电压行波的复杂电网故障精确定位技术及应用	二等	2012	技术发明奖

续表

序号	获奖项目名称	授奖等级	授奖年度	奖励类别
5	高压直流输电工程成套设计自主化技术开发与工程实践	一等	2011	科学技术进步奖
6	实现无燃油燃煤电厂的成套技术研究与应用	二等	2011	科学技术进步奖
7	三峡输电系统工程	一等	2010	科学技术进步奖
8	200m级高碾压混凝土重力坝关键技术	二等	2010	科学技术进步奖
9	电力系统全数字实时仿真关键技术研究、装置研制和应用	一等	2009	科学技术进步奖
10	防止配电网雷击断线用穿刺型防弧金具、钳位绝缘子和带间隙避雷器	二等	2008	技术发明奖
11	输电系统中灵活交流输电（可控串补）关键技术和推广应用	一等	2008	科学技术进步奖（见图2、图3）
12	300MW CFB锅炉机组示范工程及国产化	二等	2008	科学技术进步奖
13	超超临界燃煤发电技术的研发和应用	一等	2007	科学技术进步奖
14	750kV交流输变电关键技术研究、设备研制及工程应用	一等	2007	科学技术进步奖
15	国家电网提高输送能力的研究与实施	二等	2007	科学技术进步奖
16	PCS-9500高压直流控制和保护系统及其工程应用	二等	2007	科学技术进步奖
17	静止无功补偿器核心技术的研发及应用	二等	2006	科学技术进步奖
18	循环流化床（CFB）锅炉关键技术的自主研发及应用	二等	2006	科学技术进步奖
19	火电厂厂级运行性能在线诊断及优化控制系统	二等	2006	科学技术进步奖
20	三峡输变电工程用500kV大容量输电线路技术研究	二等	2005	科学技术进步奖
21	全国电力二次系统安全防护体系的研究及实施	二等	2005	科学技术进步奖
22	碾压混凝土拱坝筑坝配套技术研究	二等	2005	科学技术进步奖
23	煤粉锅炉等离子点火及稳燃技术	二等	2004	科学技术进步奖
24	发电厂热力设备重要部件寿命管理技术研究	二等	2004	科学技术进步奖
25	高速率电力线载波技术在电力系统低压配电网中应用的研究	二等	2004	科学技术进步奖
26	大型电力系统中电力电子和FACTS装置仿真软件包EMTPE的研究与开发	二等	2003	科学技术进步奖
27	超高压电缆成套试验装置的建立	二等	2003	科学技术进步奖

续表

序号	获奖项目名称	授奖等级	授奖年度	奖励类别
28	基于CC-2000支撑平台的EMS高级应用软件	二等	2003	科学技术进步奖
29	电力系统新型静止无功发生器（ASVG）的研制	二等	2002	科学技术进步奖
30	CSC2000分布式变电站自动化系统	二等	2002	科学技术进步奖
31	500kV紧凑型输电线路关键技术及试验工程	二等	2001	科学技术进步奖
32	大型电站锅炉燃煤特性及炉型耦合体系的研究	二等	2001	科学技术进步奖
33	电网失步解列及分布式稳定控制系统	二等	2001	科学技术进步奖

注：FACTS—柔性交流输电系统；EMS—能量管理系统。



图2 甘肃成碧220kV国产化可控串补示范工程（2008年国家科学技术进步奖一等奖）（国家电网公司 提供）



图3 伊冯500kV可控串补科技示范工程（2008年国家科学技术进步奖一等奖）（国家电网公司 提供）

葛洲坝二、三江工程及其水电机组 项目于1985年获得首届国家科学技术进步奖特等奖。

葛洲坝工程是在长江干流上兴建的第一座大型综合利用的水利工程（见图4）。葛洲坝二、三江工程是葛洲坝的关键组成部分，能独立发挥工程效益。葛洲坝水电站发电装机容量271.5万kW，其中二江电厂7台机组共装机96.5万kW。



图 4 葛洲坝水电站

该项目主要技术成果包括：把河势规划和枢纽布置结合起来，把不利的河势转化为有利的河势，选用了“一体两翼”的枢纽布置；运用“束水攻沙”原理，采用静水通航，动水冲沙，辅以少量机械清淤的原则，解决了航道泥沙淤积问题；在大型金属结构设计中取得重大成果，其中 2 号船闸下闸首人字门是世界上最大的人字门之一（34m×19.7m）；解决了复杂地基的基础处理和大流量泄水闸消能防冲问题；采用单戗立堵截流方案，仅用 36h 就在截流流量 4800m³/s（居世界第二位）的条件下，实现了大江截流；大江上游深水围堰不但保证大江工程施工，还使二、三江工程提前通航发电，对解决水电站工期长、投资收效慢的问题有重大意义；二江电厂的 7 台机组都采用中国自主设计制造的低水头转桨式大型水力发电机组。

葛洲坝二、三江工程在 1981 年初实现大江截流后，当年蓄水、通航、发电。葛洲坝水电站及二、三号船闸产生了巨大的社会经济效益。

特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用　项目获得 2012 年度国家科学技术进步奖特等奖。

特高压交流输电是指 1000kV 及以上的交流输电，是世界上最高电压等级的输电。该项目取得的主要技术成果包括：研究确定了中国特高压交流输电系统标准电压，攻克了系统过电压深度抑制，重污秽外绝缘配置，特高压大容量设备多物理场协调控制，复杂多导体系统电磁环境，工程建设系统集成，特高压、强电流试验技术等一系列重大难题，形成了完整的特高压交流输电技术体系，创新成果特别突出。项目建成了功能完备、技术水平国际领先的特高压试验研究基地；研制出全套特高压交流输变电设备；建成世界上电压等级最高、输电能力最强的晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程并通过国家验收，自 2009 年 1 月投运以来一直安全稳定运行。图 5 为荆门变电站。项目获专利授权 279 项（其中发明专利 96 项），出版《特高压电网》等 13 部专著，发表学术论文 370 余篇，在世界上率先建立特高压交流输电技术标准体系，包括 7 大类 77 项标准，已发布国家标准 21 项、行业标准 8 项，主导编制电气与电子工程师学会（IEEE）特高压交流输电技术标准 3 项。

依托项目研究建成的试验示范工程已成为中国南北方向的一条重要能源输送通道，自 2009 年 1 月投运至 2011 年 12 月，3 年累计输电 277 亿 kW·h，新增利润 4.8 亿元，还取得火电南送替代输煤约 600 万 t、极大地缓解了华中地区严重缺电局面、拉动 GDP 增长达 2019 亿元和水电北送节约用煤 300 多万 t、减排二氧化碳近 900 万 t 等效益。该项目的研究成果已全面推广应用于试验示范工程扩建和皖电东送特高压工程，其关键技术还大规模应用于中国超高压输电技术和设备的优化升级，带动中国输变电装备制造企业掌握国内市场主导权，500kV 及以上产品出口快速增长，近 3 年出口总额达 100 亿元，年增长率超过 40%。



图 5 荆门变电站（国家电网公司　提供）

该项目的成功实施，标志着世界高压输电技术取得重大突破，确立了中国在高压输电领域的国际领先地位。依托该项目，中国输变电装备制造业全面升级，核心竞争力显著提升。项目推动成立了由中国主导的国际大电网会议 5 个和电气与电子工程师学会（IEEE）3 个特高压工作组，促使国际电工委员会（IEC）接纳中国成为继美国、德国、英国、法国、日本之后的第六个常任理事国。

超超临界燃煤发电技术的研发和应用　项目是国家“863 计划”能源技术领域“十五”研究课题，首次提出了中国发展超超临界火电机组的技术选型方案，即容量为 60 万 kW 级和 100 万 kW 级，参数为 25～28MPa、600℃/600℃等有关结论；完成了三种不同类型的 100 万 kW 超超临界锅炉、汽轮机的设计开发、制造软件包研制和材料加工性能研究；自主设计了超超临界电站；应用所取得的运行技术自主调试了 100 万 kW 和 60 万 kW 机组；开发出配套大机组的选择性催化还原法（SCR）烟气脱硝装置。申请了国家技术专利 17 项，形成了中国完整的超超临界电站的开发基础。首批 60 万 kW 超超临界发电机组依托工程中电投阚山发电厂（见图 6）、华能玉环发电厂具有国际先进的能耗和环保水平。



图 6 中电投阚山发电厂（装机容量 120 万 kW）
（华东电力设计院　提供）

dianli guanli xinxihua

电力管理信息化 (power management informationization) 以现代企业管理理念为基础，利用电力通信和信息网络对企业的信息进行处理、存储、传递和分析，对企业生产、经营等业务进行管理的过程。电力管理信息化的主要目的是借助信息技术和通信技术整合企业内外部资源，优化业务流程，管控人力资源、财务资金、物资等核心资源，为企业生产稳定运行和提升管理提供支撑和引领，实现电力企业价值最大化和管理现代化。

基础平台 主要包括数据中心、数据交换、应用集成、企业门户、信息通信网络等。基于国家电力信息网(SPInet)和国家电力调度系统数据网(SPDnet)、公共数据网、虚拟专用网络(VPN)、卫星网络系统和光纤网络搭建电力企业级通信和信息网络，实现企业集团信息网络对所属企业的覆盖，各级通信网基本实现传输媒介光纤化、业务承载网络化。大型电力企业的总部和二级单位建设数据中心，集中存储和管理各类数据，并通过数据交换实现级联；先进电力企业建设集中式数据灾备中心，实现数据级容灾备份功能，并向生产数据中心演变；通过企业服务总线和业务流程管理等，不同程度地实现业务应用的横向集成和协同；集中部署的企业门户实现信息的上下级贯通，通过单点登录，集中待办事项，提供高级查询分析和辅助决策功能。

业务应用 主要包括电厂生产运行、燃料管理、生产经营综合统计系统和企业目标管理(EAM)、企业资源计划(ERP)电力市场交易信息系统，以及与商业银行联网的电费结算系统。电网企业管理信息化建设涵盖企业资源计划(ERP)和财务、人力资源、基建等业务辅助管控；生产管理、安全监督、应急管理、可靠性管理等功能的安全生产管理；新装增容及变更用电、抄表、核算、电费收缴及计量体系、电能信息采集、电力客服业务处理、客户关系管理、有序用电管理、稽查、客户档案资料等业务功能的营销管理；办公自动化、任务协作、知识管理和档案管理；电力市场交易、生产统计、法律、审计、科技、纪检监察、农电、投资计划、综合计划、电网工程前期、电网规划、远程培训、机关后勤、信息运维综合监管等综合类业务应用。

管理信息化的保障体系 电力企业在信息化过程中不同程度地建立了安全防护体系、标准规范体系、管理调控体系、评价考核体系、技术研究体系及人才队伍体系六个保障体系。

(1) 安全防护体系。包括网络安全信任体系、等级保护、企业信息内外网隔离、信息安全应急、通报、事件责任追究、风险管理等机制。

(2) 标准规范体系。包括信息网络、信息资源、信息应用、信息安全和管理运行等相关标准规范机制。

(3) 管理调控体系。包括现代信息技术管理与控制、统一信息化规划编制、计划管控机制、信息化项目可行性研究、立项、队伍引入、实施建设、运行安全管理、验收评价等机制。

(4) 评价考核体系。包括信息化评价考核、同业对标和国际对标等考核机制。

(5) 技术研究体系。包括电力企业云计算、物联网等最新信息技术总体研究设计等。

(6) 人才队伍体系。包括信息化管理、建设、运维、应用、安全督查及通信等专业队伍建设和人才培养。

发展过程 20世纪60年代开始，逐步实现以小型计算机为基础的电力负荷控制预测、计算机辅助设计、电力仿真和会计电算化等计算密集型的单一业务。90年代中期开始，电力信息通信和信息网络建设全面展开，信息系统的应用逐渐由计算密集型向业务管理型转变，从单机、单项目向网络化、客户机/服务器(C/S)、浏览器/服务器(B/S)的综合性协同业务应用发展，电子办公、管理信息系统(MIS)等基础管理业务应用逐步推广。21世纪初，企业资源计划(ERP)、安全生产和协同办公、营销、综合管理、视频会议等生产和管理系统广泛应用，将企业集团各单位分散建设的业务应用系统整合级联，建设一体化企业级信息系统成为主流思路。为防范信息系统集中、集成后带来的风险，先进电力企业在减少数据中心层级的基础上，建设集中式信息系统灾备中心，并建立了电力信息安全和应急等保障体系。电力管理信息化向着强化电力企业安全生产、资产保值增值、优秀经营业绩、优质服务能力，实现企业经营管理活动的集团化、智能化管理的方向发展。

见电力信息化、发电厂信息化、电网信息化。

Dianli Guihua Sheji Zongyuan

电力规划设计总院 (Electric Power Planning and Engineering Institute, EPPEI) 简称电规总院，是中国能源建设集团有限公司直接管理的事业单位，作为咨询机构，主要向政府部门、金融机构、投资方、发展商、项目法人及相关企业提供服务，主要业务领域是电力行业发展战略、产业政策、发展规划、电力新技术等方面的研究，电力工程项目的评审、评估和咨询，科研标准化等工作，具有国家发展和改革委员会认定的电力工程项目评估资格。

电规总院技术力量雄厚，专业配套齐全，有全国工程设计大师2人。

电规总院成立于1975年，原名水利电力部规划设计院(水利电力部规划设计管理局)，后几经易名，曾隶属于水利电力部、电力工业部、能源部，1998年5月改称国家电力公司电力规划设计总院。2002年，电规总院作为事业单位保留在中国电力工程顾问集团公司(简称中电工程)总部，负责归口管理全国电力规划设计工作。2011年10月，电规总院与中电工程总部分离，生产经营系统独立运行，相关职能管理委托中电工程代管，作为法人实体，实行独立核算。

2009年7月，电规总院成为能源领域行业标准化管理机构之一，受国家能源局委托，对电力规划设计相关标准制定工作行使管理职责，并负责能源行业电力系统规划设计标准化技术委员会、能源行业发电设计标准化技术委员会、能源行业电网设计标准化技术委员会、能源行业火电和电网工程技术经济专业标准化技术委员会的日常管理及其标准立项、报批等业务的指导工作。

2011年9月，依托电规总院组建国家电力规划研究中心(简称电力规划中心)，受国家能源局委托，开展电力行业发展战略、政策和规划研究，电力新技术研究及推广，电力信息收集及分析，电力国际交流与合作等工作。电力规划中心依托电规总院设有战略和综合研究所、电力规划研究所、电力信息研究所、发电技术研究所、电网技术研究所，

并分别依托东北、华东、中南、西北、西南电力设计院，华北电力设计院工程有限公司和广东电力设计研究院设置东北、华东、中南、西北、西南、华北、南方区域分中心。

成立30多年来，在电规总院的组织和管理下，电力设计单位完成了大量的火力发电、输变电工程的前期论证和勘测设计工作。完成了近千项电力工程项目的评审、评估和咨询工作，参与完成国内大量发电工程和输变电工程的勘测设计工作，包括多项百万千瓦超超临界火电机组工程、±800kV直流、1000kV交流特高压输变电工程设计；参加多个百万千瓦级核电机组工程的厂址勘查、初步可行性研究、可行性研究、概念设计及已建核电厂工程的常规岛及BOP部分的设计和投产前的服务工作；在工程设计、项目管理中积极推进信息技术的应用。获得国家级“四优”奖（优秀工程设计、优秀工程勘察、优秀工程建设标准设计、优秀工程设计计算机软件）83项。

电规总院和有关电力设计单位共同开展了特高压交直流输变电技术，高参数、大容量火力发电厂设计技术，核电设计技术，节能降耗、环保等新材料、新工艺、新技术应用等多项重大电力技术研究和引进技术的消化、创新工作，完成了全国电力市场分析、电能消纳、电源电网规划、西电东送、全国联网，电力产业结构优化升级等大量电力发展规划研究工作，大量科研成果和应用软件获得各类奖项并在工程建设中得到广泛应用。完成了近200项国家及行业标准，拥有上百项技术专利和发明成果。

dianli jiben jianshe

电力基本建设 (capital construction of electric power)

通过投资进行建筑、购置和安装固定资产以及与此相联系的其他经济活动，形成电力生产能力的过程。包括发电厂（火电厂、水电站、核电厂、风电场、太阳能电厂等）、输电线路、变电站等新建、扩建、改建工程的建设。电力基本建设一般包括规划、可行性研究、初步设计（或者招标设计）、施工图设计、施工调试阶段。1949年以后，中国电力工业得到了持续发展，至2012年底，中国发电装机容量已达到11.47亿kW。1950～2012年中国电力基本建设历年新增生产能力见表1。

表1 1950～2012年中国电力基本建设历年新增生产能力

年份	新增容量（万kW）	年份	新增容量（万kW）	年份	新增容量（万kW）	年份	新增容量（万kW）
1950	4.87	1959	323.66	1968	116.99	1977	362.04
1951	3.75	1960	248.47	1969	187.23	1978	504.82
1952	13.62	1961	92.01	1970	264.21	1979	465.15
1953	28.73	1962	21.77	1971	206.12	1980	287.08
1954	28.42	1963	20.36	1972	299.71	1981	263.71
1955	42.44	1964	70.33	1973	400.05	1982	294.85
1956	73.21	1965	123.01	1974	391.01	1983	449.11
1957	74.08	1966	194.34	1975	446.33	1984	377.90
1958	179.66	1967	97.55	1976	309.98	1985	637.64
1986	663.80	1993	1499.22	2000	1934.00	2007	10 190.00
1987	862.70	1994	1643.71	2001	1917.00	2008	9201.00
1988	1083.20	1995	1528.96	2002	1808.00	2009	9667.00
1989	1041.05	1996	1681.17	2003	3484.00	2010	9124.00
1990	1036.62	1997	1490.09	2004	5322.00	2011	9436.00
1991	1285.80	1998	1999.55	2005	7128.00	2012	8020.00
1992	1342.85	1999	2052.30	2006	10 423.00		

中国电力基本建设可分为火电建设、水电建设、核电建设、新能源发电建设及输变电建设。

火电建设　火电厂包括燃煤、燃气、燃油电厂，由于中国煤炭资源丰富，绝大多数火电厂都是燃煤电厂。1949年以前中国的火电厂基本上都是中、低压参数机组，效率很低，煤耗率很高，而且设备都由国外厂商制造供货。1949年以后，中国首先由捷克斯洛伐克和苏联引进0.6万、1.2万、2.5万、5万kW机组制造技术。随后自行设计制造了10万、12.5万、20万、30万kW机组。20世纪80年代初，由美国引进了30万、60万kW大型火电机组的制造技术。21世纪初，由美国、德国、日本引进了100万kW大型超超临界火电机组的制造技术。火电机组的参数由高压、超高压、亚临界向超临界、超超临界发展，大大地提高了电厂热效率。

1949年，中国最大的火电厂是上海杨树浦发电厂，发电装机容量为19.85万kW。1977年，辽宁清河发电厂建成为中国第一座百万千瓦级的大型火电厂。2009年，浙江北仑发电厂建成为全国首个发电装机容量达500万kW的火电厂（见图1）。至2012年底，中国火电装机容量81 917万kW，其中煤电75 811万kW、气电3827万kW，全国共有5座发电装机达到500万kW的火电厂。中国各容量等级首台火电机组和国产各容量等级首台火电机组建成投运时间分别见表2和表3。



图1 浙江北仑发电厂

表2 中国各容量等级首台火电机组建成投运时间

机组容量（万kW）	电厂名称	投运时间
0.6	灞桥热电厂	1953年
1.2	重庆发电厂	1958年8月
2.5	阜新发电厂	1952年9月
5	抚顺发电厂	1953年3月

续表

机组容量（万 kW）	电厂名称	投运时间
10	吉林热电厂	1958 年 11 月
12.5	吴泾发电厂	1969 年 9 月
20	朝阳发电厂	1972 年 2 月
30	望亭发电厂	1974 年 11 月
50	神头第二发电厂	1992 年 7 月
60	平圩发电厂	1985 年 11 月
80	绥中发电厂	2000 年 6 月
90	外高桥发电厂二期	2004 年 4 月
100	玉环发电厂	2006 年 11 月

表 3　国产各容量等级首台火电机组建成投运时间

机组容量（万 kW）	制造厂名称	电厂名称	投运时间
0.6	上　海	淮南田家庵电厂	1956 年 4 月
1.2	上　海	重庆发电厂	1958 年 8 月
2.5	上　海	闸北发电厂	1958 年 12 月
5	哈尔滨	辽宁发电厂	1959 年 11 月
10	哈尔滨	高井发电厂	1967 年 2 月
12.5	上　海	吴泾发电厂	1969 年 4 月
20	哈尔滨	朝阳发电厂	1972 年 2 月
30	上　海	望亭发电厂	1974 年 11 月
30	上海（引进技术）	石横发电厂	1987 年 6 月
35（超临界）	哈尔滨	瑞金发电厂	2008 年 12 月
60（亚临界机组）	哈尔滨（引进技术）	平圩发电厂	1985 年 11 月
60（亚临界机组）	哈尔滨	哈尔滨第三发电厂	1996 年 1 月
60（超临界机组）	东方（锅炉）、哈尔滨（机电）	沁北发电厂	2004 年 11 月
60（超超临界机组）	哈尔滨（超超临界机组）	营口发电厂	2007 年 9 月
100	哈尔滨（锅炉）、上海（机电）	玉环发电厂	2006 年 11 月

1949 年 3 月，为了修复受战争破坏的老厂发电设备，东北地区成立了阜新工程队，华北地区成立了大同工程队，火电基建队伍随着电力工业的迅速发展而发展。随着社会发展和投资体制的改革，中国火电建设模式逐渐从电力专业建设队伍建设向电力专业建设队伍与非电力专业建设队伍共同参与模式发展，电力专业建设队伍的业务也从电力建设市场向其他工业、民用市场发展。

水电建设　根据中国国家发展和改革委员会 2005 年发布的中国河川水能资源普查结果，中国江河水能理论蕴藏量 6.94 亿 kW、年理论发电量 6.08 万亿 kW·h，水能理论蕴藏量居世界第一位。中国水能资源的技术可开发量为 5.42 亿 kW、年发电量 2.47 万亿 kW·h，经济可开发量为 4.02 亿 kW、年发电量 1.75 万亿 kW·h，均名列世界第一。（见水能资源）

中国大陆水电建设始于 1910 年，第一个水电站项目为云南昆明石龙坝水电站，安装两台 240kW 水轮发电机组，1912 年建成发电。到 1949 年，中国水电装机容量 16.3 万 kW。

1949 年后，中国十分重视水电建设。1957 年 4 月，中国自行设计、制造、施工的第一座大型水电站——新安江水电站开工兴建，其规模为 5 台 7.25 万 kW 和 4 台 7.5 万 kW 机组，发电装机容量为 66.25 万 kW，1960 年 4 月开始发电，1965 年 12 月全部建成。该电站兼有发电、航运、灌溉、养殖、旅游等综合效益。

为开发黄河水力资源，从 20 世纪 50 年代后期开始开发建设黄河上中游的刘家峡、盐锅峡、八盘峡、青铜峡、三门峡、龙羊峡、拉西瓦等水电站。刘家峡水电站设计发电装机容量 122.5 万 kW，1974 年全部建成，在西北地区起到了骨干电站的作用。龙羊峡水电站装有 4 台 32 万 kW 机组，发电装机容量 128 万 kW，坝高 178m，库容 276 亿 m^3，1989 年全部建成，是中国当时已建水电站中大坝最高、库容最大的水电站。拉西瓦水电站发电装机容量 420 万 kW，坝高 250m，库容 10.56 亿 m^3，2009 年全部建成，截至 2012 年底是黄河流域大坝最高、发电装机容量最大的水电站。

葛洲坝水电站是长江干流上兴建的第一座大型水电站，装机 21 台，发电装机容量 271.5 万 kW，其中：二江电厂 7 台机组，共 96.5 万 kW，1983 年全部建成发电；大江电厂 14 台机组，共 175 万 kW，1988 年全部投产发电。

长江三峡水利枢纽于 1994 年 12 月 14 日开工，1997 年 11 月 8 日截流，2003 年 10 月左岸首批机组发电，2009 年工程基本完工。电站发电装机容量 2250 万 kW，共安装 32 台 70 万 kW 机组、2 台 5 万 kW 机组，是世界上最大的水电站。

中国抽水蓄能电站起步于 20 世纪 60 年代，90 年代开始大规模发展。河北岗南水电站是中国第一座抽水蓄能电站，电站位于河北省石家庄市平山县岗南镇岗南水库，距石家庄 58km，发电装机容量 4.1 万 kW，包括两台 1.5 万 kW 常规水电机组和一台 1.1 万 kW 抽水蓄能机组。工程于 1958 年 3 月开始兴建，1962 年停工待建，1966 年进行续建（开始安装抽水蓄能机组），1968 年正式投入运行。2000 年，中国建成第一座高水头、大容量抽水蓄能电站——广州抽水蓄能电站（见图 2）全部竣工，装机 8 台 30 万 kW 机组。该电站一期工程 1988 年 9 月开工，第一台机组 1993 年 8 月发电；二期工程 1994 年 9 月开工，1998 年 7 月第一台机组发电。截至 2012 年底，中国投产的抽水蓄能电站共 23 座，总容量 2018.6 万 kW，包括北京十三陵（见图 3）、浙江天荒坪（见图 4）与桐柏等。



图 2　广州抽水蓄能电站上库坝



图 3 北京十三陵抽水蓄能电站（装机 4×20 万 kW）



图 4 浙江天荒坪抽水蓄能电站上水库（装机 6×30 万 kW，1998 年第一台机组投产发电，2000 年全部竣工）

1978 年以后，中国水电建设步伐明显加快，平均年投产容量逐年上升。1993～2004 年，年投产容量均超过 300 万 kW，到 2004 年，全国发电装机容量突破 1 亿 kW。2004～2012 年，相继投产了三峡、龙滩、小湾、拉西瓦、瀑布沟等一批超大型水电项目，年投产容量均超过 1000 万 kW。到 2012 年末，全国水电装机容量 24 947 万 kW，已建成的 30 万 kW 以上的大型电站突破 100 座，中型水电站超过 300 座、农村小水电约 5 万座。

核电建设　中国第一座核电厂是浙江秦山核电厂，一期工程发电装机容量为 30 万 kW，大部分设备由中国自行设计制造，1985 年 3 月 20 日正式开工，1991 年 12 月 15 日并网发电，1994 年 4 月 1 日开始商业运行，1995 年 7 月 13 日通过国家验收。秦山核电厂二期工程安装两台国产 60 万 kW 机组，1 号机组 2002 年 4 月投运，2 号机组 2004 年 5 月投运。秦山核电厂三期工程引进加拿大两台 70 万 kW 机组，1 号机组 2002 年 12 月投运，2 号机组 2003 年 7 月投运。

广东大亚湾核电厂（见图 5）安装两台 90 万 kW 压水堆型核电机组，压水式反应堆由法国法马通公司供应，汽轮发电机设备由通用电气阿尔斯通公司提供。1987 年 8 月 7 日开始浇 1 号反应堆第一罐混凝土，1993 年 8 月 31 日 1 号机组并网发电，1994 年 2 月 1 日投入商业运行，2 号机组于 1994 年 5 月 6 日投入商业运行。

江苏田湾核电厂一期建设两台单机容量 106 万 kW 的俄罗斯 AES-91 型压水堆核电机组。1 号机组 1999 年 10 月 20 日浇筑第一罐混凝土，2007 年 5 月 17 日正式投入商业运行。2 号机组于 2000 年 9 月 20 日浇筑第一罐混凝土，2007 年 5 月 14 日首次并网成功，2007 年 8 月 16 日正式投入商业运行。



图 5 广东大亚湾核电厂

广东岭澳核电厂一期建设两台百万千瓦级 CPR1000 压水堆核电机组，主体工程 1997 年 5 月开工，2003 年 1 月建成并投入商业运行，2004 年 7 月 16 日通过国家竣工验收。二期建设两台百万千瓦级 CPR1000 压水堆核电机组，主体工程 2005 年 12 月 15 日开工，1 号机组于 2010 年 9 月 15 日建成并投入商业运行，2 号机组于 2011 年 8 月 7 日建成并投入商业运行。

至 2012 年末，中国核电装机容量为 1257 万 kW。尚在建的项目包括山东海阳核电厂、浙江三门核电厂、辽宁红沿河核电厂、山东石岛湾核电厂、福建宁德核电厂、福建福清核电厂、广东台山核电厂、广东阳江核电厂、秦山方家山核电厂等。

新能源发电建设　中国现有的新能源发电形式主要有风力发电、太阳能发电、地热发电、潮汐能发电及生物质发电等。

2003 年，中国启动风力发电特许权项目的招标，中国风力发电进入快速发展期。至 2012 年末，中国风力发电总装机容量达 6083 万 kW，居世界第一位。其中，中国第一个海上风电——上海东海大桥 10 万 kW 海上风电示范项目、世界上第一个潮间带风电——江苏如东潮间带 3.2 万 kW 示范项目均于 2010 年建成投产。（见风能资源）

太阳能电站是利用太阳的热能和光能发电的电站。中国幅员辽阔，有着丰富的太阳能资源。中国第一座太阳能光伏电站建于内蒙古自治区巴林右旗古力古台村，功率 560W，于 1982 年 10 月 11 日投运。“十一五”期间，中国开始加速太阳能发电的国内应用。2009 年，以特许权招标的方式启动甘肃敦煌光伏电站特许权项目。2010 年，组织了 13 个项目共 28 万 kW 光伏电站特许权项目，同时，在西藏、青海、宁夏等地建设了一批光伏电站。至 2012 年底，中国并网太阳能光伏发电累计容量 328 万 kW。

中国地热资源也很丰富，且分布面甚广。第一座地热发电试验电站于 1970 年在广东省丰顺县建成，机组容量 100kW。1971～1975 年在湖南省宁乡县灰汤建成 300kW 地热电站。截至 2012 年底，西藏羊八井地热电站是中国最大的地热电站（见图 6），装机总容量 26 180kW。该电站 1975 年开始兴建；1977 年 1 号机组（1000kW）发电后，陆续安

装了7台3000kW和1台3180kW地热发电机组；2008年对1号机组技术改造，更换的两台1000kW机组分别于2009年和2010年投运。西藏那曲地热电站是联合国开发署援建项目，装有1台1000kW地热发电机组，1992年建成。到2012年末，全国地热发电装机容量约2.8万kW。

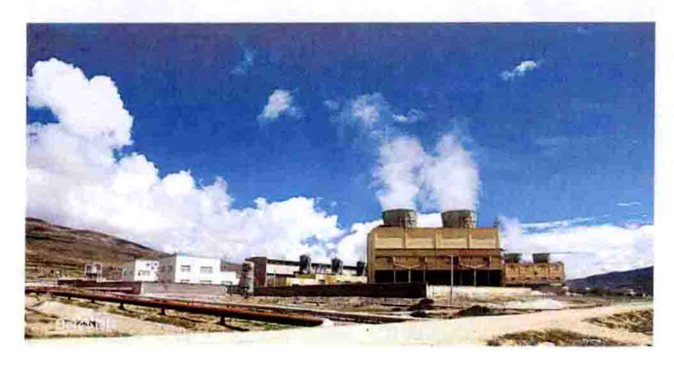


图6 西藏羊八井地热电站

潮汐电站是利用潮汐的涨落形成的水位落差进行发电的电站。据1982年普查结果，中国拥有500kW以上的潮汐电站点共191处，可开发潮汐电站装机容量2158万kW，主要分布在杭州湾、长江北口、浙江乐清湾三大地区。至2012年底，中国已建成的最大潮汐电站是位于浙江温岭县的江厦潮汐试验电站，发电装机容量3900kW，1号机组500kW于1980年发电，2007年新增的6号机组成功运行。（见海洋能资源）

生物质电站主要是利用秸秆、稻草、蔗渣等植物燃料直接燃烧或发酵成沼气后燃烧，燃烧产生的热量使水蒸气带动汽轮机发电。中国的第一个国家级生物质直燃发电示范项目——单县生物发电厂于2006年在山东单县建成，装机容量2.5万kW。到2011年9月，中国并网发电的生物质电站装机容量达到234万kW。（见生物质能资源）

输变电建设　1949年，中国仅有20kV及以上输电线路6475km，变电容量346万kV·A。其中220kV线路765km，154kV线路832km，110kV线路340km，110kV以下、20kV以上线路4538km。110kV及以上线路分布在东北，其余主要分布在京津唐、江浙沪等局部地区。1949年以后，随着全国水、火电厂的建设和容量、规模的不断扩大，输电线路和变电站也相应得到发展，建成了330kV西北电网，500kV东北、华中、华北、华东及南方四省电网，华中与华东以±500kV直流输电线路联网。到2012年末，中国已建成35kV及以上输电线路共147.996 3万km，其中1000kV线路639km，±800kV线路5466km，750kV线路10 088km，±600kV线路1400km，±500kV线路9145km，±400kV线路1051km，220～500kV线路47.802 3万km。已建成35kV及以上交流变电设备容量445 899万kV·A，其中1000kV设备容量1800万kV·A，±800kV设备容量4360万kV·A，750kV设备容量5320万kV·A，±600kV设备容量946万kV·A，±500kV设备容量7230万kV·A，±400kV设备容量141万kV·A，220～500kV设备容量235 337万kV·A。全国联网格局基本实现，形成了华北—华中、华东、东北、西北、南方5个同步电网运行格局，满足了电源大规模集中投产和经济社会快速发展的需要。220kV丰满—东陵—李石寨线、330kV刘家峡—关中线、500kV平顶山—武昌线、±500kV葛洲坝—上海南桥线、750kV官亭—兰州线、±660kV宁东—山东线、1000kV晋东南—南阳—荆门工程、±800kV向家坝—上海线代表了中国8个不同电压等级、不同年代和阶段的输变电工程技术的发展历程。

松（丰满）东（东陵）李（李石寨）输电线路（506工程）是中国自行设计、施工的第一条220kV输电线路，从吉林省松花江丰满水电站到辽宁省抚顺市李石寨变电站，全长369.25km，横跨两省三市六县，共有铁塔919基。1952年7月开始设计，1953年7月15日正式开工，1954年1月26日投产运行。506工程的建成，为中国输变电工程建设奠定了坚实的基础。

刘家峡—关中330kV输电线路（330工程）是由中国自行设计、自己制造设备、自己施工安装的第一项330kV输变电工程，从甘肃省刘家峡水电站，经天水秦安变电站至陕西省关中西部的汤峪变电站，输电线路全长534km，共有杆塔1219基。1969年开始筹建，1970年动工兴建，1972年投入运行。

中国第一项500kV输变电工程——平顶山—武昌500kV超高压输变电工程的建成投入运行，标志着输变电技术达到了一个新水平。线路北起河南省平顶山市姚孟电厂，跨越汉水和长江天堑，南至湖北省武昌凤凰山变电站，全长594.88km，有1514基铁塔。1978年8月开始设计，1979年11月开工兴建，1981年12月投产运行。

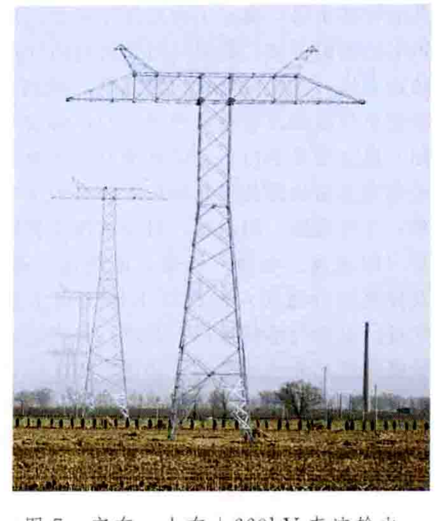
中国第一项跨大区的超高压±500kV输变电工程——葛洲坝—上海±500kV直流输电工程西起葛洲坝水电站换流站，途经湖北、安徽、江苏、浙江、上海5省（市），跨越长江、汉水，东至上海南桥换流站，全长1052km，全线铁塔2701基。1989年9月极Ⅰ投入商业运行，1990年8月22日双极建成投产。

为配合二滩水电站的电力送出，1993年3月开工建设二滩500kV输变电外送工程。建设自二滩水电站经昭觉、自贡至成都和重庆500kV输电线路共2072km，建设5个500kV变电站和一个开关站，变电容量共525万kV·A，是除三峡输变电工程外规模最大的输变电工程。二滩至自贡输电线路翻越大、小凉山，铁塔最高海拔3568m，最大覆冰50mm，是中国第一项途经高海拔且重覆冰的500kV线路。自贡至成都段线路长168km，是中国第一条全线采用同塔双回的500kV输电线路。工程于2000年12月全面投运。

中国第一条750kV超高压输电线路——官亭—兰州东750kV输变电示范工程于2004年8月开工建设。该工程起自青海官亭，止于甘肃兰州东750kV变电站，途经青海、甘肃两省，全长141km。工程于2005年9月26日正式投运。

世界首项±660kV电压等级的直流输电工程——宁东—山东±660kV直流输电示范工程（见图7），起自银川东±660kV换流站，止于青岛±660kV换流站，途经宁夏、陕西、山西、河北、山东5省（区）。线路全长1333km，共有铁塔2807基。工程于2009年6月24日正式开工建设，2010年11月28日实现单极投运，2011年2月28日实现双极投

运。该工程是建设±660kV 电压等级序列的标志性工程，对于实现西北与华北联网、将西北黄河上游水电和宁东火电送往山东、实现大范围资源优化配置具有重要意义。


图 7 宁东—山东±660kV 直流输电示范工程（胡凯江 摄）

中国自主规划、自主研制、自主设计、自主建设的首项特高压交流输变电工程——晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程，起自山西长治晋东南 1000kV 变电站，经河南南阳 1000kV 开关站到湖北省荆门 1000kV 变电站，跨越山西、河南、湖北 3 个省。线路全长 640km，共有铁塔 1284 基。工程于 2006 年底开工建设，2008 年 12 月全面竣工，2009 年 1 月 6 日正式投入运行。

世界首个±800kV 直流输电工程——云南—广东±800kV 特高压直流输电工程 2010 年在中国竣工投产。该工程西起云南楚雄，东至广东广州，输电距离 1373km，额定容量 500 万 kW，由楚雄换流站、穗东换流站、直流线路、两侧接地极和接地极线路 5 大部分组成。工程于 2006 年底开工，2009 年 12 月 28 日单极投产，2010 年 6 月 18 日双极竣工投产。向家坝—上海±800kV 特高压直流输电示范工程，起自四川宜宾复龙换流站，止于上海市奉贤换流站，途经四川、重庆、湖北、湖南、安徽、江苏、浙江、上海 8 个省（市）。线路全长 1907km，4 次长江大跨越（湖北公安杨家厂跨越、湖北赤壁胡家滩跨越、湖北阳新扎营港跨越、安徽新吉阳跨越），共有铁塔 3939 基，于 2007 年 12 月 21 日正式开工建设，2010 年 7 月 8 日投入运行。

为配合三峡水电送出，启动了三峡输变电工程。三峡输变电工程前期论证始于 1986 年，1992 年全国人大七届五次会议批准工程建设，1995 年系统设计方案获得批复，1997 年长寿到万县第一回 500kV 输电工程破土动工，到 2007 年所有单项工程全部竣工投产。三峡输变电工程建设规模为：±500kV 直流工程 4 项，直流线路总长度 2965km，换流总容量 1872 万 kV·A；500kV 交流输变电工程 88 项，线路总长度 6519km，变电总容量 2275 万 kV·A。三峡输变电工程以三峡电站为中心，向华东、华中、南方电网送电，供电范围遍及湖北、湖南、河南、江西、上海、江苏、浙江、安徽、广东、重庆 10 个省（市），覆盖了近 182 万 km^2，占中国国土总面积的 20%，惠及人口近 6.7 亿，约占中国人口的 50%。

dianli jiben jianshe chengxu

电力基本建设程序 (capital construction procedure of electric power) 电力工程建设项目从规划立项到工程竣工投产全过程所应遵循的次序。这个次序由基本建设的客观规律和经济规律决定。中国电力基本建设程序可划分为计划前期阶段（从规划到项目立项）、设计施工安装阶段以及试运行和竣工验收阶段。由于火电厂工程、水电站工程、风力发电项目、太阳能工程、输变电工程等的不同，其建设程序也有所不同。

火电厂工程建设程序 包括：①业主依据电力系统规划提出拟建项目，委托咨询单位进行初步可行性研究，提出初步可行性研究报告，对拟建项目的建设必要性、技术可行性和经济合理性做出评价，以便业主进行审查后确定拟建项目能否成立；②对初步可行性研究认为可行的拟建项目，项目业主向省级发展和改革委员会（简称发展改革委）提出请示，并由省级发展改革委和业主单位联合向国家能源局提出开展项目前期工作的请示；③获得国家能源局同意开展工程前期工作的复函后，业主委托有资质的单位开展项目前期各专项研究报告并报请政府相关职能部门审查；④在完成上述专项研究和获得上述批文后，业主委托有资质的咨询设计单位完成项目可行性研究，对拟建项目的建设必要性、社会接纳性、技术可行性和经济合理性做进一步的综合评估；⑤可行性研究报告经有资质的单位审查并下发审查意见；⑥业主委托有资质的咨询设计单位依据可行性研究报告及其审查意见，编制项目核准申请报告书、项目节能评估报告，报国家能源局审批；⑦项目核准申请报告书经国家能源局审批同意后，拟建项目即告成立，即可正式成立项目法人，着手进行设计、施工、监理的招标等工作；⑧进行主机设备招标并签署技术协议及合同；⑨完成劳动安全及工业卫生预评价、职业病危害防治评价专题报告，并交国家安全生产监督管理总局（简称国家安全监管总局）审查批准；⑩进行初步设计，设计文件和图纸须报项目法人审批；⑪完成设备和材料招标，进行施工图设计、建设、生产、施工的准备；⑫进行土建和安装工程施工；⑬进行设备分部试运行；⑭进行整套起动调试和试运行，进行机组性功能考核试验；⑮进行竣工图设计；⑯政府职能部门进行项目环保、水土保持、消防、劳动安全及工业卫生等专项检查验收；⑰竣工验收（见工程验收）移交生产。其中，项目初步可行性研究和可行性研究应获得的支持文件分别见表 1 和表 2。

表 1 项目初步可行性研究应获得的支持文件

序号	文件名称	相关文件的批复
1	同意厂址选择的文件	市规划主管部门
2	同意厂址、灰场用地的文件	市土地主管部门
3	出具无文物保护的证明文件	市文物主管部门
4	出具无压覆矿产的证明文件	市矿产主管部门
5	同意项目取水文件	市水资源主管部门
6	同意供应燃料的承诺文件	燃料生产企业
7	同意承担运输的文件	运输主管部门
8	同意贷款的承诺文件	银行
9	与企业签订的灰渣综合利用协议	

表 2　项目可行性研究应获得的支持文件

序号	报告名称	审查单位	批复单位
1	水资源论证报告	流域管理委员会	水利部
2	环境影响评价报告	国家环境评估中心	环境保护部
3	水土保持方案	国家水土保护监测中心	水利部
4	项目选址论证报告	省国土资源厅	国土资源部
5	压覆矿产评估报告	国土资源厅储量评审中心	国土资源部
6	接入系统专题研究报告	电力规划设计总院	电网公司
7	地质灾害危险性评估报告		国土资源厅
8	地震安全性评价报告	省地震安全性评定委员会	省地震局
9	文物调查勘探评估		省文化厅
10	大件运行可行性研究报告		省铁路局
11	职业病危害预评价报告		省卫生厅
12	安全预评价报告	中国安全生产科学研究院	国家安全监管总局
13	对建设项目的意见		省发展改革委
14	与相关企业签订的供水协议		
15	同意并网的协议		电网公司
16	各投资方签订的投资协议		
17	同意贷款的承诺文件		银行
18	同意铁路专用线接轨的文件		铁路局
19	同意厂址岸线使用的文件		省水利厅或海洋与渔业主管部门
20	批准的城市供热发展规划文件		省发展改革委
21	军事主管部门出具对军事设置无相互影响的证明文件		军级及以上
22	航空主管部门同意建厂的文件		省民航局
23	脱硫吸收剂供应协议		
24	对接入系统的评审意见		网省公司
25	对工程项目的评审意见		咨询机构

水电站工程建设程序　包括：①根据该流域（区域）的水资源条件和国家长远计划对该地区水利水电建设发展的要求，提出该流域（区域）水资源的梯级开发和综合利用的最优方案；②完成项目初步可行性研究设计，论证工程建设的必要性，基本确定工程开发任务、主要水文参数和成果，初选代表性坝（闸）址和厂址、水库正常蓄水位和电站装机容量；③完成项目可行性研究设计，确定工程任务及具体要求，选定坝（闸）址、厂（站）址，选定水库正常蓄水位及其他特征水位，确定工程总体布置方式和施工组织方案，选定电站装机容量，编制可行性研究设计概算，提出经济评价结论意见；④完成项目申请报告，获得政府有关部门核准；⑤成立项目建设单位，开展工程招标设计，组织完成工程招标，选定参建单位；⑥完成劳动安全及工业卫生预评价、职业病危害防治评价专题报告，并交国家安全监管总局审查批准；⑦完成施工图设计，启动准备工程施工，完成“五通一平（即水通、电通、气通、道路通、通信通和场地平整）”及导流工程施工；⑧进行主体工程土建和安装工程施工；⑨进行设备分部试运行；⑩进行整套起动调试和试运行，进行机组性功能考核试验；⑪进行竣工图设计；⑫政府职能部门进行项目环保、水土保持、消防、劳动安全及工业卫生等专项检查验收；⑬竣工验收移交生产。项目规划阶段和项目核准的支持文件分别见表 3 和表 4。

表 3　项目规划阶段支持文件

序号	报告名称	相关文件批复单位
1	河流水电规划报告	国家发展改革委、国家能源局
2	河流水电规划环境评价报告	环境保护部

表 4　项目核准支持文件

序号	报告名称	审查单位	批复单位
1	建设征地与移民安置规划大纲	省移民局	省政府
2	建设征地与移民安置规划报告	省移民局	省移民局
3	环境影响报告书	环境保护部环境评估中心	环境保护部
4	水土保持方案报告书	水电水利规划设计总院	水利部
5	输电系统规划设计	电力规划设计总院、中国电力科学研究院	电网公司
6	电站接入系统报告	电力规划设计总院、中国电力科学研究院	电网公司
7	水资源论证报告	水利部水利委员会	水利部水利委员会
8	水工程建设规划同意书		水利部水利委员会
9	压覆矿产资源报告		省国土资源厅
10	地质灾害危险性评估报告		省国土资源厅
11	工程场地地震安全性评价报告		国家地震局
12	防洪评价报告		流域委员会
13	文物保护报告书		省文物局
14	取水许可申请书		省水利厅
15	建设用地预审报告		国土资源部
16	项目选址报告		省住房建设厅
17	项目社会稳定风险分析报告	省发展改革委、移民局、环境保护厅	省发展改革委
18	可行性研究报告		水电水利规划设计总院

续表

序号	报告名称	审查单位	批复单位
19	银行贷款承诺文件		银行
20	取得资本金承诺文件		投资方
21	招标内容报告		投资方
22	劳动安全与职业健康预评价报告		国家安全监管总局
23	节能评估报告	中国国际工程咨询公司	国家发展改革委

风力发电项目建设程序　包括：①业主根据气象资料、本地区国民经济发展计划、本地区风力发电规划和本地区风电发展规划，制订风电场开发方案并初选场址；在初选场址地域安装测风塔，并采集不少于一年的风能资料，对风能资源进行分析评估。②委托咨询单位进行初步可行性研究，提出初步可行性研究报告，对拟建项目的建设必要性、技术可行性和经济合理性做出评价；对初步可行性研究认为可行的拟建项目，项目业主向省级以上政府能源主管部门提出开展风电场项目开发前期工作的申请。③获得省级或国家能源主管部门同意开展工程前期工作的批复后，业主委托有资质的单位开展项目前期各专项研究报告并报请政府相关职能部门审查。④在完成上述专项研究和获得上述批文后，业主委托有资质的咨询设计单位完成项目可行性研究，对拟建项目的建设必要性、社会接纳性、技术可行性和经济合理性做进一步的综合评估。⑤可行性研究报告经有资质的单位审查并下发审查意见。⑥业主委托有资质的咨询设计单位依据可行性研究报告及其审查意见，编制项目核准申请报告书、项目节能评估报告，报省级以上政府能源主管部门审批。⑦项目核准申请报告书经审批同意后，拟建项目即告成立，即可正式成立项目法人，着手进行设计、施工、监理的招标等工作。⑧完成设备和材料招标，进行施工图设计、建设、生产、施工的准备。⑨进行土建工程和安装工程施工。⑩进行整套起动调试和试运行。⑪进行竣工图设计。⑫政府职能部门进行项目环境保护、水土保持、消防、劳动安全及工业卫生等专项检查验收。⑬竣工验收移交生产。⑭风电场工程总结、项目后评价。其中，项目前期必须做的各专项研究及其审查机关、项目前期应获得的支持文件分别见表5和表6。

表5　项目前期必须做的各专项研究及其审查机关

序号	名　称	审 查 机 关
1	土地预审报告	省国土资源厅
2	环境影响评价报告	省环境保护厅
3	选址规划意见书	省住房和城乡建设厅
4	水土保持方案报告	省水利厅
5	接入系统专题报告	电网公司
6	地质灾害危险性评估报告	省国土资源厅
7	地震安全性评价报告	省地震局
8	压覆矿产资源评估报告	省国土资源厅
9	安全预评价专题报告	省安全生产监督管理局
10	节能评估报告	省发展改革委

表6　项目前期应获得的支持文件

序号	文件名称	发文机关
1	对建设项目的意见	省级政府投资主管部门
2	同意场址选择的文件	省、市规划主管部门
3	同意场址用地的文件	国土资源部授权的土地主管部门
4	对环境影响报告书的批复意见	省环境保护厅
5	对水土保持方案的批复意见	省水利厅
6	同意并网的协议	电网公司
7	各投资方签订的投资协议	
8	同意贷款的承诺文件	银行
9	出具无文物保护的证明文件	省级及以上文物主管部门
10	出具无压覆矿产的证明文件	省级及以上国土主管部门
11	军事主管部门出具对军事设置无相互影响的证明文件	军级及以上主管部门
12	航空主管部门同意建场的文件（如有必要）	省民航局
13	地震安全性评价审批文件	国家地震局或委托省地震局
14	对接入系统的评审意见	咨询机构
15	对工程项目的评审意见	咨询机构

太阳能工程建设程序　包括：①业主依据电力系统规划和当地土地情况，提出拟建项目，并进行初步可行性研究后，项目业主向省发展改革委提出请示；②获得省发展改革委同意开展工程前期工作的复函后，业主委托有资质的单位开展项目前期各专项研究报告并报请政府相关职能部门审查；③在完成上述专项研究和获得上述批文后，业主委托有资质的咨询设计单位完成项目可行性研究，对拟建项目的建设必要性、社会接纳性、技术可行性和经济合理性做进一步的综合评估；④可行性研究报告经有资质的单位审查并下发审查意见；⑤业主委托有资质的咨询设计单位依据可行性研究报告及其审查意见，编制项目核准申请报告书、项目节能评估报告，报国家能源局审批；⑥项目核准申请报告书经国家能源局审批同意后，拟建项目即告成立，即可正式成立项目法人，着手进行设计、施工、监理的招标等工作；⑦进行主设备招标并签署技术协议及合同；⑧进行初步设计，设计文件和图纸须报项目法人审批；⑨完成设备和材料招标，进行施工图设计、建设、生产、施工的准备；⑩进行土建工程和安装工程施工；⑪进行设备分部试运行；⑫进行整套起动调试和试运行；⑬进行竣工图设计；⑭政府职能部门进行项目环境保护、水土保持、消防、劳动安全及工业卫生等专项检查验收；⑮竣工验收移交生产。其中，项目前期必须做的各专项研究及其审查机关、项目前期应获得的支持文件分别见表7和表8。

表 7　项目前期必须做的各专项研究及其审查机关

序号	名　　称	审查机关
1	建设项目环境影响评价报告	环境保护部环境工程评估中心（环境保护部批复）
2	工程建设用地地质灾害危险性评估	省国土资源厅
3	接入系统专题研究报告	电力规划设计总院/电网公司
4	工程勘测报告（工程测量、岩土工程、水文气象等）	勘察单位
5	压覆矿产资源评估报告	省国土资源厅

表 8　项目前期应获得的支持文件

序号	文件名称	发文机关
1	同意厂址选择的文件	省、市规划主管部门
2	对环境影响报告书的批复意见	环境保护部
3	同意并网的协议	电网公司
4	出具无文物保护的证明文件	省级及以上文物主管部门
5	出具无压覆矿产的证明文件	省级及以上矿产主管部门
6	航空主管部门同意建厂的文件（如在航空管理区内需要）	省民航局
7	对接入系统的评审意见	咨询机构
8	对工程项目的评审意见	咨询机构

输变电工程建设程序　包括：①依据电力系统规划提出拟建项目，开展可行性研究，对拟建项目的建设必要性、技术可行性和经济合理性进行研究，提出可行性研究报告；②可行性研究报告经审批同意后，将拟建项目前期工作相关材料报政府主管部门核准；③项目获得核准后，即可着手进行建设准备和设计招标等工作；④进行初步设计，设计文件和图纸须报项目法人和主管部门审批；⑤初步设计批复后，建设单位开展设备、施工、监理的招标等工作，并组织设计单位进行施工图设计；⑥进行土建（基础）工程和安装（架线）工程施工；⑦进行设备起动调试和试运行，经竣工验收合格后移交生产部门。

dianli jiben jianshe touzi jihua

电力基本建设投资计划　（capital construction investment plan for electric power industry）　对电力基本建设项目投资所做的年度投资安排，是电力固定资产投资计划的主要组成部分。它既是以外延为主的扩大再生产计划，又是确定发电、输电、变电、配电工程及配套设施（包括生产及非生产设施），以及设计、科研、学校、医院等基本建设任务的计划。其内容包括建设项目、建设规模、建设期限、投资额、资金来源、建设内容及新增生产能力等。

项目的分类　在中国，按建设规模分为大型项目、中型项目和小型项目。对水电、火电工程，建设规模在 25 万 kW 及以上的为大型项目，2.5 万 kW 及以上、不足 25 万 kW 的为中型项目，小于 2.5 万 kW 的为小型项目。对输变电工程，电压 330kV 及以上的为大型项目，220kV 及一部分由国家投资的重要 110kV 输变电工程为中型项目，其他为小型项目。按资金来源分为国家投资项目、地方或部门投资项目、国家与地方合资项目和利用外资项目等。按建设性质分为新建项目、扩建项目、迁建项目、恢复性项目和其他项目 5 类。其中恢复性项目是指电力设施因遭受各种灾害或重大事故毁坏严重，需重新购建的项目。其他项目主要是指没有折旧资金或固定收入的行政、事业单位增建业务用房和职工宿舍等生活福利设施项目。

资金的来源　在中国，从投资主体看，包括个人投资、企业法人投资、国家投资、地方投资及外商投资等。筹资的方式包括资本金和负债两大类。电力资本金的比例要求达到投资额的 20%。资本金的来源包括投入资本、留成收益和发行股票等。负债来源包括银行借款、发行债券等。中国自 20 世纪 90 年代起，实行电力基本建设项目法人负责制，项目所需的资金由项目法人以自己的资信筹集，并可依靠项目未来的收益偿还。资本金和股权投资没有还本的义务，但投资者要求获得长期稳定的较高收益率。所有债务均需还本付息，项目建设投资完成时形成的本金，主要由投资形成的固定资产折旧资金及营运产生的税后收益偿还；投产后的借款利息，计入企业期间费用中的财务费用，列入当期损益。

计划的编制与核准　编制基本建设投资计划要遵循实事求是、量力而行和计划应留有余地等原则。在中国，基本建设项目的前期工作主要包括项目建议书、可行性研究报告、初步设计三个阶段。

电力市场化改革后，电力基本建设项目投资根据地方电力发展的需要，由电力企业自行安排，但必须按照规定申报，进行核准或备案。按照政府核准的投资项目目录要求，重大和限制类固定资产投资项目，必须上报政府投资管理部门核准。投资项目目录中规定“由地方政府投资主管部门核准”的项目，由地方政府投资主管部门会同同级行业主管部门核准。目录以外的项目，除国家法律法规和国务院专门规定禁止投资的项目外，实行备案管理。

dianli jichu（tongyong）biaozhun

电力基础（通用）标准　［basic（general）standard of electric power］　电力标准体系的重要组成部分。具有涵盖面广、应用面宽、具有普遍指导意义的特点，是制定其他电力标准的依据，包括基础标准和通用标准。

基础标准　在电力行业内具有广泛指导意义的标准。基础标准通常可作为其他电力标准的依据，应用于电力生产全过程或各电力生产环节，也是其他行业了解电力行业的依据性文件，包括电工术语系列标准、电力工程制图系列标准、电力信息代码系列标准等。

通用标准　覆盖电力生产全过程或各相关电力专业领域的标准。此类标准通常广泛用于发电、输变电等不同生产形式或规划、勘测、设计、施工、安装、调试、运行、检修等不同生产环节，具有广泛的指导意义，包括电能质量系列标准、继电保护相关标准、电业安全工作规程系列标准等。

dianli jishu jiandu

电力技术监督 (technical supervision in electrical power system) 在电力规划、设计、建设及发电、供电、用电全过程中，以安全质量为中心，依据国家和行业有关标准，采用有效的测试、管理手段，对电力设备的健康水平与安全、质量、经济运行有关的重要参数、性能、指标进行监测与控制，以确保其安全、优质、经济运行。电力技术监督工作贯穿电力生产的全过程。

主要内容 分为电力主管部门及行业协会监督、电网企业技术监督、发电企业技术监督、重要电力用户监督四类。

电力主管部门及行业协会监督 包括电力企业和主要电力用户在电力的发、输、配和用电的各个环节中的电力安全、节能降耗及环境保护方面的工作。

电网企业技术监督 包括电能质量监督、绝缘监督、电测监督、继电保护及安全自动装置监督、节能监督、环保监督、化学监督、热工监督等。

(1) 电能质量监督。监督频率和电压质量。频率质量指标为频率允许偏差；电压质量指标包括允许偏差、允许波动和闪变、三相电压不平衡度和正弦波形畸变率等。

(2) 绝缘监督。监督电气一次设备绝缘性能，防污闪，过电压保护及接地等。

(3) 电测监督。监督各类电测量仪表、装置、变换设备及回路计量性能，及其量值传递和溯源；电能计量装置计量性能；电测量计量标准；上述设备电磁兼容性能。

(4) 继电保护及安全自动装置监督。监督电力系统继电保护及安全自动装置及其投入率、动作正确率；自动化装置、直流系统；上述设备的电磁兼容性能。

(5) 节能监督。监督线路及变电设备电能量损耗。

(6) 环保监督。监督输变电系统环境工频电磁场、电磁干扰、环境噪声；废水、废气、固体废弃物和环保设施。

(7) 化学监督。监督电力用油、六氟化硫；化学仪器仪表及电气设备的化学腐蚀。

(8) 热工监督。监督各类温度、压力、液位、流量测量仪表、装置、变换设备及回路计量性能，及其量值传递和溯源；热工计量标准。

发电企业技术监督 包括绝缘监督、电测监督、继电保护及安全自动装置监督、励磁监督、节能监督、环保监督、金属监督、化学监督、热工监督、电能质量监督、水工监督、汽(水)轮机监督内容。

(1) 绝缘监督。监督电气一次设备绝缘性能，防污闪，过电压保护及接地等。

(2) 电测监督。监督各类电测量仪表、装置、变换设备及回路计量性能，及其量值传递和溯源；电能计量装置计量性能；电测量计量标准；上述设备电磁兼容性能。

(3) 继电保护及安全自动装置监督。监督电力系统继电保护及安全自动装置及其投入率、动作正确率；自动化装置、直流系统；上述设备电磁兼容性能。

(4) 励磁监督。监督发电机励磁系统性能及指标、整定参数和运行可靠性。

(5) 节能监督。监督发电设备及辅助系统的效率、能耗。

(6) 环保监督。监督污染物排放、环境噪声、环保设施。

(7) 金属监督。监督高温金属部件、承压容器和管道及部件、旋转部件金属母材和焊缝、水工金属结构。

(8) 化学监督。监督水、汽、油(气)、燃料质量；热力设备腐蚀、结垢及积盐状况；热力设备停(备)用期间防腐蚀保护；水处理材料质量；热力设备化学清洗质量；化学仪器仪表。

(9) 热工监督。监督各类热工测量仪表、装置、变换设备及回路计量性能，及其量值传递和溯源；热工计量标准；分散控制系统(DCS)，热工自动调节系统[含自动发电控制系统(AGC)及一次调频]及其性能；热工保护装置。

(10) 电能质量监督。监督频率和电压质量。

(11) 水工监督。监督水电站水库，大坝、引(泄)水建筑物及其基础，两岸边坡，闸门；火电厂灰坝、引(排)水设施。

(12) 汽(水)轮机监督。监督轴系振动特性、叶片特性、调节保安系统特性。

重要电力用户监督 重要电力用户是指以 110 (66) kV 及以上电压等级接入电网或对电网安全、优质、经济运行有重要影响的用户。重要电力用户监督包括电气一次设备绝缘性能，防污闪，过电压保护及接地；电气二次设备，包括继电保护及安全自动装置、通信系统、自动化系统；电能计量装置；电能质量。

组织 技术监督实行技术责任制，按照依法监督、分级管理、行业归口的原则建立技术监督组织体系。中国国务院电力行政主管部门或其授权单位是电力行业技术监督归口管理部门。省电力试验研究院(所)是所在电网的技术监督中心和省电力技术监管的主要职能部门，负责技术监督的日常工作。国家电力调度控制中心负责电力系统电能质量的运行管理和线路损耗的管理。各级电力调度中心负责继电保护技术监督的日常工作。各发供电及电力施工企业建立总工程师领导下的技术监督网和各级技术监督岗位责任制，做好日常的技术监督工作。

职责 分为电力主管部门、电力行业协会、电网企业、发电企业、电力试验研究院(所)几方面。

电力主管部门监督职责 主要包括：①贯彻执行国家的有关法律、法规及强制性标准的要求。②提出电力行业技术监督的方针政策，负责制定、修订技术监督有关规定及技术措施。③检查指导电力企业技术监督工作，协调各方面的关系。

电力行业协会监督职责 主要包括：①贯彻执行国家的有关法律、法规及强制性标准的要求。②受电力主管部门委托，负责制定电力行业技术监督的方针政策，组织制定、修订技术监督有关规定及技术措施等。③指导电力企业的技术监督工作，协调各方面的关系。④参加因技术监督不力而发生的重大设备事故调查分析，制定反事故措施，组织解决重大技术问题。⑤组织交流技术监督的工作经验和先进技术。⑥完成电力主管部门交办的其他技术监督工作。

电网企业监督职责 主要包括：①贯彻执行国家、行业有关电力技术监督的方针、政策、法规、标准、规程和制度等。②建立健全电力监督组织体系和标准体系，落实各级监督部门和人员责任及考核制度。③对所辖设备按规定进行监

测，对设备的维护和修理进行质量监督，并建立健全设备档案。④组织开展新建、扩建、改建电网工程的设计审查、主要设备的建造以及安装、调试、试生产等生产过程中的技术监督和基建交接的验收监督工作；组织实施大修技改项目质量技术监督。⑤定期组织召开电力技术监督工作会议，总结、交流电力技术监督工作经验，通报电力技术工作信息，部署下阶段技术监督工作任务。⑥对影响和威胁电网安全运行的重要问题，督促接入电网的发电厂和重要用户进行整改。⑦加强对技术监督人员的培训，不断提高技术监督人员专业水平。⑧按电网企业主要监督内容开展技术监督工作。

发电企业监督职责　主要包括：①贯彻执行国家、行业有关电力技术监督的方针、政策、法规、标准、规程和制度等。②建立健全技术监督网络和各级监督岗位责任制，开展本单位技术监督工作自查自评。③对所辖设备按规定进行监测，对设备的维护和修理进行质量监督，并建立健全设备档案。④组织开展本企业新建、扩建、改建电力工程的设计审查和施工质量的检查验收，设备应符合并网技术质量标准与条件。⑤加强对技术监督人员的培训，不断提高技术监督人员专业水平。⑥配合所在电网，对涉及电网安全、优质、经济运行的设备，包括继电保护及安全自动装置、发电机励磁系统、自动发电控制系统（AGC）与无功调节能力、一次调频、通信、电能计量装置、升压站电气设备等系统或专业开展技术监督工作。⑦定期组织召开电力技术监督工作会议，总结、交流电力技术工作经验，通报电力技术监督工作信息，部署下阶段技术监督工作任务。按发电企业主要监督内容开展技术监督工作。

电力试验研究院（所）监督职责　主要包括：①受相关单位委托或授权，开展技术监督工作。②贯彻执行国家、行业、所在电网有关技术监督的方针、政策、法规、标准、规程、制度等。③检查、督促发供电企业做好主要电力生产设备的日常技术监督工作。④对主要电力生产设备的重要技术监督指标进行监督，对重要设备存在的技术问题及时提出分析报告。实施大修技改项目质量技术监督。⑤参加新建、扩建、改建电力工程的设计审查、重要设备的监造验收及安装、调试、试生产等生产过程中的技术监督。⑥建立必要的设备检测管理系统，掌握主要发供电设备和计量装置的技术状况，建立、健全主要设备的技术档案，发现问题及时提出建议和措施。⑦参加重大设备事故和电网事故的调查分析，提出技术处理意见及反事故措施。⑧参加并网发电厂和重要用户的并网技术条件审查和技术监督评估。⑨负责电力技术监督信息发布。⑩研究和推广先进的测试手段、方法和新技术，开展技术服务和信息交流。

dianli jianshe xiangmu touzi guanli

电力建设项目投资管理　(investment management of power construction project)　为了实现预期的目标，对一定时间范围内的电力建设项目投资活动进行的计划、组织、核算和控制等工作。其总体目标是正确执行管理职能，运用有效的管理手段和方法，使投资获取最佳效益。计划是指制定一定时期内投资活动的目标和实现目标的途径、措施和方法，包括分析预测、研究决策、编制计划，以及检查计划执行情况和总结计划工作的经验；组织是指合理组织物质结构和社会结构，包括建立和健全投资管理体制、机制，组织投资各阶段、各环节和各方面的活动，组织投资资源的优化配置；核算是指计算、记录、分析和比较投资活动中的能耗和成果，力求用尽可能少的消耗取得尽可能多的成果，包括投资估算、工程概算、预算和决算，投资直接成果和最终成果的核算，投资耗费的核算，投入产出对比等投资经济效益的核算；控制是指监督、指导、调整和协调投资活动，包括控制投资运动全过程的各个阶段、各个环节和各项管理业务。投资控制是投资管理的重要内容之一，其主要目的是在工程前期投资决策阶段、设计阶段、实施阶段，把建设项目的投资控制在投资人预定的投资额之内。

工程前期投资决策阶段投资控制　内容包括：①项目可行性研究阶段应进行多址技术经济比较，落实对造价影响较大的外部条件；②项目投资估算是国家宏观控制基本建设投资的基础，也是项目法人进行项目决策、编制融资计划的主要依据，既要充分评估投资、不留缺口，又要防止高估冒算；③项目法人是项目实施主体，要充分发挥其控制造价的主导作用；④客观科学地进行电力建设项目经济评价工作。

工程设计阶段投资控制　内容包括：①推行勘测设计招投标，将设计的资信能力、人员配备、方案优选、质量保证体系和控制造价水平等作为评标重点；②细化落实内外部建设条件，客观分析判断成本市场，应用先进成熟的技术，通过多方案比选和优化选择设计方案；③合理确定设计标准，各阶段设计要按规定达到设计深度，主要工程量计算要做到准确合理；④严格控制设计和施工图的不合理变更；⑤切实加强施工组织大纲设计和施工组织设计，施工组织设计大纲除编制施工总平面布置、施工总进度、施工关键路径图外，还应确定主要施工方案和措施；⑥保证勘测工作的深度，特别是对于隐蔽工程勘测工作。

工程实施阶段投资控制　内容包括：①选择适当的开工时间，以利于资金的合理安排和工程顺利进行；②重视征地、移民、拆迁、赔偿等涉及地方政策的工作；③全面实行施工、调试、设备材料采购、工程监理的招投标制度，择优选择供货商和建设队伍；④实行工程监理制度，充分发挥中介组织在工程建设管理中的作用；⑤加强设备材料和工程招标采购工作；⑥加强资金管理，合理安排资金流；⑦做好施工方案技术经济比较；⑧大力推广采用新技术、新工艺、新材料，减少成本，缩短工期。

dianli jiaoyi guanli xinxi xitong

电力交易管理信息系统　(power trading management information system)　根据负荷预报及发电企业的报价，在满足电网安全约束条件下，决定不同交易时段（年、月、日、小时等）发电机组的发电计划和电价的计算机应用系统。电力交易管理信息系统是电力市场技术支持系统的核心，是保证电力市场公开、公正、公平交易和稳定可靠运作的技术基础，是保障电力市场规则正确贯彻实施的主要技术手段。电力交易管理信息系统根据市场参与者的申报数据，形成交易计划，并对电力交易进行管理。

作用和目的　依据市场参与者的申报数据，根据负荷预测和系统约束条件，编制交易计划，经过安全校核后将计划结果传送给市场参与者和相关系统。交易计划包括双边合同

交易计划、现货交易计划、实时交易计划和辅助服务计划。编制交易计划应以购电成本最小化为目标，满足电网负荷需求并考虑系统约束条件，能够对交易计划进行输电阻塞检查，并对计划进行调整。

功能模块 包括交易管理、数据申报、合同管理、结算管理、市场预测和市场分析等模块。

交易管理模块 根据市场需求预测，结合已签订的合同及落实情况，形成分类交易的规模；根据市场供需情况和交易主体的申报数据，按照交易规则的要求达成无约束交易结果和有约束交易结果，并经约束条件校核后下发给市场成员。

数据申报模块 主要完成电力市场数据的申报接收与处理，是市场成员参与各类市场交易、提交交易申请的数据提交工具；也是交易中心向市场成员收集各类市场信息，用于分析市场运行状况和预测市场走势的数据收集工具。

合同管理模块 完成与电力市场交易相关的各类合同和协议的管理，对合同的制定、管理、执行提供全过程的技术支持，同时为市场主体和交易员提供及时、准确、全面的信息。功能包括合同的录入和执行跟踪。

结算管理模块 根据电能量计量系统提供的有效电能数据、合同管理模块的各种电力电量合同、交易管理模块的交易计划和电价数据、调度临时交易指令、对市场主体考核数据、厂用电率和网损等市场参数及市场运营状态等，依据市场规则对各市场主体进行电量和电费结算。

市场预测模块 包括发电能力预测、负荷预测和阻塞预测、供求平衡预测等。

市场分析模块 提供电力市场交易信息分析管理功能。分析内容包括电网运行情况分析、市场运营情况分析和市场评估分析三方面，为市场成员、交易人员和三级电力市场提供全面翔实的市场分析数据及丰富的数据展现工具，保证三级电力市场健康、稳定和协调发展。功能包括电网运行信息分析、市场运行信息分析、市场评估分析、电力市场数据挖掘及展现。

见业务应用管理信息系统、合同管理信息系统、营销管理信息系统。

dianli jiaoyi shichang

电力交易市场 (electricity trading market) 由电力系统中的发电、输电、配电、用电等各参与主体通过协商、竞价等方式就电能及其相关服务的生产、消费进行交易，通过市场竞争确定其价格和数量的机制。按市场结构开放和竞争程度划分，一般分为4种：①垄断型市场：发电、输电、配电全部由一家电力企业经营。②开放发电市场：发电厂独立经营，竞价上网，输电与配电仍垄断经营。③开放输电市场：发电竞价，输电网开放，配电仍垄断经营，但可由一些供电公司组成。供电公司和大用户获得买电的选择权。④开放配电市场：发电竞价，输电网和配电网开放，全部用户获得买电的选择权。输电网和配电网的开放引出了第三方的准入或双边贸易问题。电力交易市场又是一个具体的执行系统，包括电力交易中心、交易管理系统、计量和结算系统、信息和通信系统等。

电力系统运行管理体制中的电力生产、传输、使用和销售经历了从垄断式经营向市场化运营的转变过程。依据各国电力工业的特点和改革目的不同，在组织管理上出现了不同的电力市场模式；依据交易标的和交易方式的不同，有着不同的交易形式。其中，电力市场中电价的制定方式和电力转运及转运费用计算方法，直接影响到不同交易对象的数量和交易成本。为了保证市场的正常运行，需要建立相应的电力市场管理和电力市场监督机构。

发展背景 电力工业由于其本身的特点，一直是由发、输、配、用电组合在一起的地区性垄断（或专营）产业。20世纪80年代，世界部分国家开始电力工业改革，其目的是打破电力工业的垄断经营，解除或放松政府对电力工业垄断的管制，对电力工业实现结构性重组（如发电、输电、配电的分离），开放电网，形成一个公平竞争的电力市场，用市场机制优化配置电力资源，以降低成本和电价、提高生产运营效率、改善用户服务水平。不同的国家根据其历史的发展和现状，以不同的方式和步骤进行电力工业改革，使传统的电力工业规划、设计、建设和运行发生了很大的变化。

20世纪80年代以来，英国、美国等国家开始实行电力工业自由化改革，先后建立了多种模式的电力市场。从20世纪80年代末到90年代末，开放电力市场后的英国、澳大利亚、新西兰、北欧等国家和地区的电力公司实现了设备利用率提高、成本降低、平均电价大幅下降的效益。但是在2000年之后，西方电力市场开始陆续出现了问题，主要表现为电力投资不足和容量短缺，电价反升且不确定性增加。2000年，美国加利福尼亚州电力市场发生了持续10个月的电力短缺危机。中国的电力市场建设开始于1998年。吉林电网、浙江电网、山东电网、上海电网、黑龙江电网、辽宁电网陆续开展了各种模式的发电侧市场试点运行。2002年底，中国成立国家电力监管委员会（2013年，并入国家能源局），电力市场化改革进入实施阶段。东北电网、华东电网、南方电网、西北电网、华中电网先后启动了区域电力市场，在发电环节引入了市场竞争机制。中国以东北和华东为代表的区域电力市场试点分别采用了不同的竞价上网规则，在实际运行中也遇到很大困难。现有的电力市场基本是以经典的边际成本理论作为基础，随着电力市场的发展，还会对现有理论做不断的修正，也会不断提出新的理论。

电力市场模式 按市场交易方式的不同，市场模式可分为联营模式、双边交易模式、多边交易模式和混合交易模式。

（1）联营模式。主要面对发电环节和供电环节，发电厂的售电和供电公司的购电均在联营中心进行。

（2）双边交易模式。买卖双方（或其代理机构）本着自愿互利原则，通过双方协商，签订双边合同（包括交易量及其价格等）的交易方式。

（3）多边交易模式。由多卖方和多买方共同参与的电力市场中，电力买卖双方不直接接触，而由电力经纪人或电力交易中心进行交易撮合的交易方式。

（4）混合交易模式。联营模式和双边/多边交易模式的有机结合模式。

交易形式 在一个供需时变的电力市场中，有很多发电厂和供电公司竞价上网。从交易的标的分类，一般有实时现货交易、双边合同交易、双边期货交易三种交易形式。

（1）实时现货交易。这是基于各发电厂或供电公司的报

价，通过电力交易市场竞价，按照一定的交易规则形成实时电价和实际的售电量（或购电量），制定一日或一周前的交易。电力需求直接决定电力市场交易量的大小。现货交易的主体是电力联营中心、发电厂、供电公司和大用户，并由电力联营中心按电力市场规则进行组织实施。

（2）双边合同交易。一个用户向一个发电厂（或供电公司）购电，典型的双边合同交易都是长期签定购电量和相应的电价，它不随市场条件的变化而变化，并且也不可以再进行交易。

（3）双边期货交易。与双边合同交易类似，交易双方预先签订交易合同，规定未来某一给定时段的交易电量和电价。交易的双方都被允许在预定的时段前通过现货交易市场或者与市场其他成员以双边交易方式再买或再卖。

电价　电价是电力市场运行的核心要素，是市场传递供求变化最敏感的信号。电价有三种方式：①政府定价，如最高限价方式，作为政府的一种监控手段；②协议定价，一般在用户与发电厂（或供电公司）的双边合同交易中实行；③市场定价，通过制定的一定规则，由买卖双方竞争形成的电价。

电价的主要组成部分为电能成本、输电成本（包括输变电设备的使用费用、网损、输电阻塞等）、辅助服务成本（包括负荷跟踪、频率控制、各种备用容量、无功功率和电压调节、短期的安全控制措施、可中断的负荷的提供等）。但是，电价最终要通过市场机制形成。

电力转运　从售电方到购电方经由第三方所拥有的输电网络进行的有功和无功功率传输。电力转运是开放的电力市场的标志。转运一般可分为：①批发转运，供用电方均为电力公司；②发电转运，发电厂向非本地区电网的电力公司售电；③用户转运，用户从非本地区的电力公司购电；④发电-用户转运，发电厂（包括自备电厂）直接向用户售电。这4种转运可按协议路径服务，即电能只能在协议规定的连续路径中流过；也可以是网络服务，利用电网的整体提供输电服务。

电力转运费的计算可分为会计成本法和边际成本法两类。前者是根据电网过去发生的投资成本和运行成本计算转运费，用某种方式分摊给所有输电网使用者；后者是应用边际成本原理计算输电转运费，并向用户提供必要的经济学信息，引导用户合理利用输电网。

电力市场管理　为了保证电力市场的正常运营，还必须建立相应的非利益机构，除了电力市场的监督机构外，还有电力交易中心（power trade center；power exchange，PX）和独立系统运行机构（independent system operator，ISO）等独立的非利益主体。

（1）电力交易中心（PX）。其主要职能是提供一个电能供求双方交易的场所，也是一个竞价中心。其任务是制定可以实现的市场成员间的交易协议，通常采用竞拍方法，按供求双方的竞价和交易规则，制定交易协议。

（2）独立系统运行机构（ISO）。其主要职责是在保证系统安全可靠的情况下，协调各种交易，为所有市场成员提供各种辅助服务。在系统安全受到威胁时，ISO有权修改交易协议。ISO必须公平对待每个市场成员，保证各市场成员间的平等竞争。ISO的工作内容包括：运行方式制定、实时调度、系统监控、在线安全分析以及经营辅助服务等。

电力市场监督　由于电力工业在生产—运输—消费上具有特殊性，并与国民经济和人民生活密切相关，在传统电力工业中需要政府和用户的监督。在电力市场体制下，政企分开，同样也需要政府和用户的监督，不同的仅仅是监督机构的地位、监督的内容和监督的方式。作为政府的专业电力监督机构必须独立于电力市场的所有利益主体和非利益主体，同时要求监督机构熟悉电力系统和电力市场的结构和运作，以及相应的法规和政策。监督机构要制定规范市场行为和市场运作过程的一系列法规和规章，其监督一般采用经济方法和法律方法，有时也采用行政方法。

dianli kance sheji guanli

电力勘测设计管理　（management of electric power investigation and design）　政府有关部门和行业组织对从事电力工程勘测和设计活动的单位及个人实施的控制和约束，以及对电力工程勘测设计活动进行的协调、监督和服务。电力勘测设计管理包括勘察设计资质管理、勘察设计收费管理、注册执业资格管理、勘测设计审查与评估、勘测设计行业管理等。

美国、英国等发达国家只对从事勘测设计的工程技术人员进行个人资格考核，确认其勘测设计资格。例如，美国由各州政府委托民间协会等组织对提出申请的工程师进行考核后，给予职业工程师注册，确认其具有进行勘测设计的执业资格。

在中国，1949年以后，电力勘测设计单位相继成立，承担的勘测设计任务由主管部门以计划下达，客观上不存在资质审查确认的问题。随着经济体制的改革，勘测设计单位实行技术经济责任制，开始收取勘测设计费。20世纪80年代初，国家要求大中型工程项目应积极创造条件进行勘测设计招投标，形成了各勘测设计单位间竞争的局面。为了加强管理，必须对勘测设计单位的资质予以审查确定。1980年，国家建设委员会（简称国家建委）决定对全国勘测设计单位进行登记和颁发资质证书，1986年，国家计划委员会（简称国家计委）颁发了《全国工程勘察、设计单位资质认证管理暂行办法》，对发证条件、证书等级、资质认证的审批权限以及管理和监督等做了具体规定。1995年，国务院颁发了《中华人民共和国注册建筑师条例》，开始实施个人执业注册制度。2000年，国务院颁发了《建设工程勘察设计管理条例》，建设部颁发了《建设工程勘察设计资质管理规定》并组织制定了《工程勘察资质标准》和《工程设计资质标准》。

根据《建设工程勘察设计管理条例》，国家对从事建设工程勘察、设计活动的单位实行资质管理制度。凡从事电力工程勘测和设计活动的单位须持有国家和建设行政主管部门颁发的工程勘察或工程设计资质证书，其活动范围必须限定在营业执照所规定的范围内。电力工程勘测设计单位从事工程勘测和设计活动时，应当遵循公开、公正、平等竞争的原则，禁止任何单位和个人以任何理由分割、封锁、垄断工程勘测和设计市场。国家对从事建设工程勘察、设计活动的专业技术人员实行执业资格注册管理制度。未经注册的电力工程勘测、设计人员，不得以注册执业人员的名义从事电力工程勘测、设计活动。电力工程勘测、设计注册执业人员和其

他专业技术人员只能受聘于一个电力工程勘测、设计单位；未受聘于电力工程勘测、设计单位的，不得从事电力工程的勘测、设计活动。（见注册执业管理）

diànli kexue jishu

电力科学技术 （science and technology of electric power） 电力技术的基础源于对电的科学认识和飞跃。电力科技的发展带动电力技术的产生和发展，并引起整个经济社会生产体系的变革，即产业革命，它使人类从蒸汽机时代进入电气时代。电力科学技术包括发电、输变电、配电与用电等技术。电力工业的发展进一步推动电力科学技术的进步（见电力工业发展简史）。

电力科学技术主要包括火力发电技术、水力发电技术、核能发电技术、高压输变电与电网技术及其他电力科学技术。

火力发电技术 火力发电分为汽轮机发电、燃气轮机发电、内燃机发电和燃气-蒸汽联合循环发电，以及既发电又供热的“热电联产”等。机组容量随蒸汽参数的提高而增大，容量越大发电效率越高，单位发电量所需煤耗越少。因此，发展高参数、大容量、高效率机组一直是火力发电的主要方向。20 世纪 50～70 年代是发展、巩固和提高时期，世界上第一台最大单机容量汽轮发电机组投入年代如表 1 所示。汽轮发电机蒸汽参数与相应机组容量关系如表 2 所示。汽轮发电机按乏汽（从汽轮机等中排出的已经做过功的蒸汽）冷却方式分为以水为冷却介质的湿冷机组和以空气为冷却介质的空冷机组。空冷机组节水效果显著，与同容量湿冷机组比可节水 2/3 以上，但供电煤耗要高 10%左右。超超临界 60 万～100 万 kW 空冷机组适宜用于贫水富煤地区建燃煤电厂。

表 1 世界上第一台最大单机容量汽轮发电机组投入年代

容量级（万 kW）		1	10	20	30	50	60～70	100	130
投入年份	国际	1904	1925	1930	1955	1960	1963	1965	1973
	中国		1964	1972	1974		1989	2006	

表 2 汽轮发电机蒸汽参数与相应机组容量关系

蒸汽参数	中温中压	高温高压	超高压	亚临界	超临界	超超临界
汽压（Pa）	34×10^5	88×10^5	132×10^5	176×10^5	241.3×10^5	310×10^5
汽温（℃）	435	480～500	500～535	535	538～566	576～600
容量（万 kW）	0.6～5	2.5～10	12.5～20	30	60～70	60～135

水力发电技术 1881 年，英国戈德尔明建成了世界上第一座小型水电站。1895 年，美国建成交流发电机组总装机容量为 3675kW 的尼亚加拉瀑布水电站。1905 年，中国台湾龟山发电所建成投运，装机容量达 600kW。随着建筑水坝技术、材料和机电制造技术的进步，高水坝、大型、特大型水电站建设和大型水轮发电机制造及运行技术水平不断提高。中国于 1994 年开始兴建三峡水电站，总容量为 2250 万 kW，单机容量 70 万 kW，2012 年全部建成投运，是世界最大的水电站，见图 1。截至 2012 年底，中国水电装机容量突破 2.49 亿 kW，居世界第一。与此同时，抽水蓄能发电技术也得到发展。中国抽水蓄能电站建设虽然起步比较晚，但起点较高，几座大型抽水蓄能电站的技术已处于世界先进水平。2000 年建成的广州抽水蓄能电站总装机容量达 240 万 kW（见图 2）。至 2009 年底中国投产的抽水蓄能电站共 22 座，总容量 1154.5 万 kW。世界上装机容量 1000 万 kW 以上的水电站如表 3 所示。

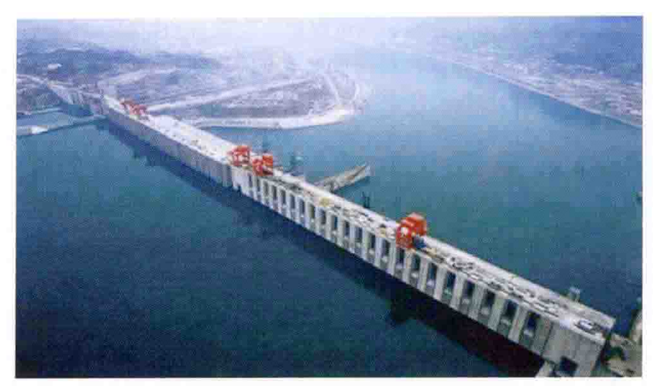


图 1 长江三峡水电站鸟瞰图
（中国长江电力股份有限公司 提供）



图 2 广州抽水蓄能电站主厂房

表 3 世界上装机容量 1000 万 kW 以上的水电站

序号	工程名称	国 家	装机容量（万 kW）	库容（亿 m^3）	坝高（m）	开始发电年份
1	三 峡	中 国	2250	393	175	2003
2	伊泰普	巴西/巴拉圭	1400	290	196	1982
3	溪洛渡	中 国	1260	126.7	278	2013
4	古 里	委内瑞拉	1030	1380	162	1986
5	大古力	美 国	1023	962	168	1941

核能发电技术 受控核裂变链式反应产生的热能用于发电的技术。核能发电是可替代煤、石油和天然气发电的清洁能源发电。核能发电由反应堆、汽轮机和发电机三部分组成。1954 年苏联建成世界上第一座核能发电站。根据国际原子能机构 2011 年 1 月公布的最新数据，全球正在运行的核电机组共 442 个，核能发电量约占全球发电总量的 16%，正在建设的核电机组 65 个。利用氘、氚原子受控核聚变的发电技术正处于研究阶段。据测算，1kg 海水中含有 0.034g 氘，地球海洋中含有氘 23.4 万亿 t。受控核聚能发电的研究和成功应用将满足人类几十亿年的清洁能源发电需求。

高压输变电与电网技术 电网技术包括变压器、开关设备、电压电流量测装置、输电线路和绝缘器件等一次电气设

备技术，电网运行控制、继电保护、安全自动控制、调度自动化和电力通信等二次系统技术，电网规划和电网运行管理技术等。电网电压等级由最初的13.8kV，以1～2倍电压级差向高压（HV）35、66、110、220kV发展，20世纪50年代起迅速向超高压（EHV）330、345、500、750kV发展。电网主要电压等级起始年份如表4所示。

表4　电网主要电压等级起始年份表

电压等级（kV）	110	154	220	380	500	735	1150
国际	1908（美国）	1912（美国）	1923（美国）	1952（瑞典）	1964（美国）	1965（加拿大）	1985（苏联）
中国	1943	1935	1954	1972*	1981	2008*	2009*

*　中国1972、2008年和2009年起始的电压等级分别是330、750kV和1000kV。

电网技术的进步推动了电网向广域方向发展，也使互联电网得到了广泛发展。20世纪五六十年代，欧美各国在发展超高压电网的同时，开始通过电网周边联络线同步联网。欧洲电网主要由欧洲大陆电网、北欧电网、波罗的海电网、英国/爱尔兰电网等跨国互联同步电网构成。2001～2011年，中国各区域电网通过直流异步联网和交流同步联网方式实现了全国互联，见表5。

其他电力科学技术　20世纪70年代，电力工业进入以大机组、大电厂、超高压，形成联合系统为特点的新时期，世界各国的电力工业从电力生产、建设规模、能源结构到电源和电网技术都发生了较大变化。现代电力科学技术向高效率、环保型及能源资源优化配置的方向发展。现代电力科学技术的代表性技术包括以风力发电、太阳能发电为代表的可再生能源发电技术，微型燃气轮机发电技术，洁净煤发电技术，大功率电力电子技术，超导电力技术，大规模储能技术，以及以特高压输电技术、智能电网技术、微电网技术为基础的大范围能源资源优化配置的电网技术。

表5　中国的全国联网工程

序号	工程名称	电网等级	联网时间
1	东北—华北联网工程（河北姜家营到辽宁绥中电厂的高岭）	交流500kV	2001年5月第一回投入，2004年第二回投入
2	福建省网联入华东电网（浙江金华到福建水口）	交流500kV	2001年10月投入
3	川渝与华中联网（重庆万县到湖北龙泉）	交流500kV	2002年5月投入
4	华北与华中联网（河南安阳到河北辛安）	交流500kV	2003年9月投入（2009年晋东南—南阳—荆门1000kV交流输电工程投入后断开）
5	华中与南方电网联网（湖北荆门到广东惠州）	直流500kV	2004年6月投入
6	华北与山东省联网（河北辛安到山东聊城）	交流500kV	2005年投入
7	西北与华中联网（陕西宝鸡到四川德阳）	直流500kV	2005年6月一期投入，2009年10月二期投入
8	海南与南网联网工程	交流500kV	2009年投入
9	新疆与西北联网（甘肃永登到新疆乌鲁木齐）	交流750kV	2010年11月3日投入
10	青藏联网工程	交流750kV	2011年12月9日投入

注：第1～7项均为与三峡输变电工程建设同时实施建设的联网工程。

（1）风力发电技术。全球应对二氧化碳排放导致的温室效应，减少燃煤发电，最具发展前景的可再生能源发电技术。风力发电（简称风电）具有间歇性、随机性等特点。风电的消纳及调度管理是风电装机占比例较大的电网都面临的问题。风电功率预测技术是对风电进行优化调度的有效手段。中国在风电设备的制造、入网消纳、功率预测等方面取得巨大成就，2012年陆上风电新增装机容量1590万kW，占全球新增装机容量1/3以上。截止到2012年，中国风电并网装机容量达到6142万kW，居世界第一，风能资源已经成为中国仅次于煤炭和水能的第三大发电能源。图3为河北省张北县龙源风电场。



图3　河北省张北县龙源风电场（呼唤　摄）

（2）太阳能发电技术。太阳能发电分为太阳能热发电和太阳能光伏发电。太阳能热发电转换效率在14%以上，多应用于大规模集中发电。储热器可使热能平滑释放按负荷需求发电，可带基本负荷。太阳能光伏发电是将太阳光照射在单晶硅、多晶硅或非晶硅等半导体材料制成的薄膜电池板上，将光转换为电能。多晶硅薄膜电池板的转换效率已达13%。截止到2012年，中国太阳能发电装机容量达到341万kW。图4为河北省张北县国家风光储输示范工程。

（3）微型燃气轮机发电技术。把飞机发动机的燃气轮机小型化，使用天然气等作燃料，产生高温、高压气体，推进发电机发电。技术特征是：发电容量小，单机功率范围为25～300kW；占地面积小，设备大小犹如一台电冰箱；可以使用各种油、气作燃料；在发电时产生的废热还能够被再利用，构成热电并用系统，从而提高能源综合利用效率；废气排出少，对环境污染程度较轻；适合企业、医

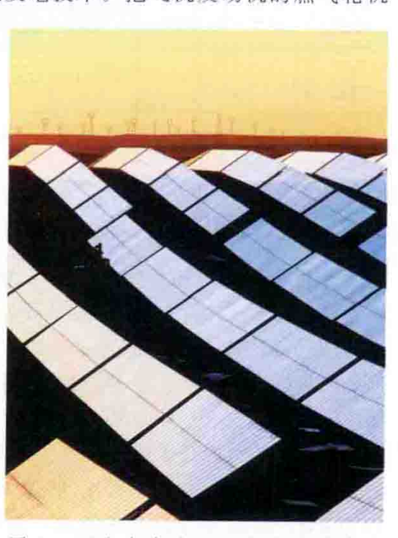


图4　河北省张北县国家风光储输示范工程光伏西区（呼唤　摄）

院、学校乃至家庭等分散使用。

（4）洁净煤发电技术。燃烧净化并提高热效率的技术，可大幅降低二氧化硫、氮氧化物等污染物和二氧化碳的排放。洁净煤发电分为燃烧前洁净、燃烧洁净和燃烧后洁净。具有发展前途的高效洁净煤发电技术包括循环流化床燃煤发电（CFBC）、整体煤气化联合循环发电（IGCC），以及增压流化床联合循环发电等方式。

（5）大功率电力电子技术。应用于电力系统可以提高输电效率，增强电力系统的可控性，实现电网的快速、连续和灵活控制。其应用主要包括柔性交流输电技术和直流输电技术。柔性交流输电技术是将电力电子技术与现代控制技术相结合，实现对电力系统参数的连续调节控制。基于晶闸管串联的高压直流输电技术向更高电压等级、大输送容量的方向发展，研制中的±1100kV直流输电容量达1000万kW。通过多端直流输电、电容换相直流输电、三极直流输电等技术，直流输电技术应用领域不断扩展。

（6）超导电力技术。总体处于研究和试验阶段，各类超导电力设备均已有试验性的装置问世。2011年4月，中国首座超导变电站在甘肃省白银市投入运行，研制安装了包括高温超导限流器、高温超导储能系统、高温超导变压器和高温超导电缆在内的多种超导电力装置，集成了中国超导电力技术十余年来的最新研究开发成果。由于超导材料要在极低的温度下才能体现超导特性，因此造价非常昂贵，对运行维护的要求也很高。在超导材料没有出现重大突破之前，要真正用于远距离输电乃至于构建大规模超导电网还有很长的路要走。

（7）大规模储能技术。实现电能的大规模存储，将对传统的电力生产消费方式产生重大影响。电能存储方式多种多样，包括物理储能（压缩空气储能、飞轮储能等）、化学储能（钠硫电池、液流电池、锂离子电池等）和电磁储能（超导储能、超级电容器等）。各类储能技术在能量密度、功率密度等方面不同，很难有一种储能技术可以完全胜任在电力系统中的各种应用。各类储能技术尚处于发展阶段。超导储能处于实验研究阶段，离大规模推广应用有较大距离；压缩空气储能、飞轮储能、超级电容器等处于产业化初期；钠硫电池、液流电池、锂离子电池有望成为未来大规模储能的优选技术之一。

（8）特高压输电技术。具有传输容量大、距离远、损耗低、占地少等优势。特高输电技术研究始于20世纪70年代的苏联、美国、日本、意大利等国。21世纪初，中国等相关国家加大了研究力度，加快了发展步伐。

2013年6月23日，哈密南—郑州±800kV特高压直流输电线路（宁夏段）最后一档导线全部离地，标志着该工程导线展放工作全部完成，见图5。本次导线展放是六分裂1000mm^{2}大截面积导线在特高压工程中的首次应用。该工程线路长约2210km，途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南等6个省区。

（9）智能电网技术。在集成、高速双向通信网络的基础上，通过先进的传感和测量技术，先进的设备技术、先进的控制方法，以及先进的决策支持系统技术的应用，实现电网的可靠、安全、经济、高效、环境友好和使用安全目标。

（10）微电网技术。为协调大电网和分布式电源的矛盾，充分挖掘分布式能源为电网和用户带来的价值与效益，提出了微电网的概念。微电网是由一组微电源、负荷、储能系统和控制装置构成的系统，对于大电网表现为一个单一可控的单元，可以对中心控制信号进行响应。作为大电网的有效补充，微电网技术在降低能源输送损耗、提高电力系统运行可靠性和灵活性等方面具有巨大潜力，同时，也是解决边远缺电地区供电问题的有效手段。


图5 哈密南—郑州±800kV特高压直流输电线路（宁夏段）

参考书目

刘振亚．中国电力与能源．北京：中国电力出版社，2012.

dianli kekaoxing guanli

电力可靠性管理 （reliability management of electric power system） 为确定和满足电力可靠性要求所进行的一系列组织、计划、规划、控制、协调、监督、决策等活动。电力可靠性管理的主要任务包括研究制定适应新技术要求的可靠性标准，研究推广新的可靠性理论技术与方法，提高可靠性信息分析和应用水平，推动电力系统安全、可靠运行水平的提高。可靠性管理组织一般都是非营利性的，或是由政府组建的。

20世纪50年代，可靠性概念开始于工业，并首先在军用电子设备中得到应用。60年代中期，美国、苏联等国的电力系统陆续出现大面积停电事故，引起很大震动，为保证电力系统安全稳定运行，可靠性管理和技术开始引入电力系统，美国、西欧、日本等相继成立电力可靠性管理组织和相关技术学会，推出电力可靠性准则和标准，开展电力可靠性管理工作。90年代电力市场的出现和1996年美国西部电力系统发生的两次大停电事故成为影响电力系统可靠性进一步发展的重要推动因素。1996～1997年，北美电力可靠性协会（North American Electric Reliability Council，NERC）对电力系统可靠性标准进行了修订，相继推出了《NERC规划标准》及其执行细则，要求在成员国之间强制执行。1990年和1994年，英国和俄罗斯也相继修订相关可靠性标准，强化电力可靠性管理工作。（见北美电力可靠性管理、英国电力可靠性管理、日本电力可靠性管理）

中国电力可靠性管理工作始于20世纪70年代后期，在前期充分研究、试点的基础上，1985年开始开展发电可靠性管理工作，之后管理范围逐步延伸到输变电、供电环节，各环节可靠性管理的技术标准和信息管理系统也逐步得到完善。1985年成立的电力可靠性管理中心负责中国的电力可靠性管理日常工作。

经过不断发展，世界上很多国家均已经建立了比较完备的电力可靠性管理体系，并涵盖了发电、输变电、供电等电力生产环节。管理模式方面：中国采取统一的管理模式和标

准；北美、欧洲地区可根据各自的需求，采取不同的管理模式和标准。管理内容方面：中国的发电、输电环节侧重于对设备运行水平的可靠性评价，而北美国家除对重要设备的可靠性进行评价外，还对发电、输电系统的安全可靠运行水平进行系统可靠性评价。配电系统可靠性管理方面，中国对用户所有的停电进行统计，以评价整个电力系统对用户的供电可靠性水平，更侧重于用户的感受；国外大部分电力公司仅统计由配电系统造成的用户停电，以评价配电公司本身的供电可靠性水平。

参考书目

电力可靠性管理中心．电力可靠性技术与管理培训教材．北京：中国电力出版社，2007.

dianli kekaoxing guanli fagui

电力可靠性管理法规 （regulations on power reliability management） 电力可靠性归口管理部门制定的针对电力可靠性管理的规定和办法的总称。自1985年中国开始全面开展电力可靠性管理工作以来，电力可靠性归口管理部门就不断探索完善适合中国电力工业特点的可靠性管理法规体系。1992年和1995年，中国能源部、电力工业部先后颁发《电力可靠性管理工作若干规定》和《电力可靠性管理若干规定》；2000年，国家经济贸易委员会颁发《电力可靠性管理暂行办法》；2003年，中国电力企业联合会颁发《电力可靠性管理暂行办法实施细则》；2006年初，电力可靠性管理纳入国家电力监管委员会的监管体系；2007年5月10日，国家电力监管委员会颁布的《电力可靠性监督管理办法》是中国第一部可靠性监管法规，是中国开展电力可靠性管理工作的法规依据；2012年10月12日发布的《火力发电机组可靠性评价实施办法》和《供电企业可靠性评价实施办法》是国家电力监管委员会按照《电力可靠性监督管理办法》要求制定的针对火力发电机组和供电企业开展可靠性评价的具体实施办法。

dianli kekaoxing jishu biaozhun

电力可靠性技术标准 （technical standards for power reliability） 对电力可靠性管理中的重复性技术事项的统一规定。中国电力可靠性技术标准覆盖发电、输变电、供电各电力生产管理环节，截至2012年底共有可靠性技术行业标准8项，分别是DL/T 793—2012《发电设备可靠性评价规程》、DL/T 837—2012《输变电设施可靠性评价规程》、DL/T 836—2012《供电系统用户供电可靠性评价规程》、DL/T 861—2004《电力可靠性基本名词术语》、DL/T 989—2013《直流输电系统可靠性评价规程》、DL/T 1090—2008《串联补偿系统可靠性统计评价规程》、《风力发电设备可靠性评价规程（试行）》（2004年3月实施）和《燃气轮机发电设备可靠性评价规程（试行）》（2004年9月实施）。各项可靠性技术标准在电力


DL
中华人民共和国电力行业标准
发电设备可靠性评价规程
2012-01-04发布
2012-03-01实施
国家能源局 发布

行业广泛统一使用，成为电力行业开展可靠性生产、管理、科研等工作的技术依据和技术纽带。可靠性管理电力行业技术标准的日益完善，极大地推进了中国电力可靠性管理工作的标准化进程。

Dianli Kekaoxing Jiandu Guanli Banfa

《电力可靠性监督管理办法》 （*Measures on Power Reliability Management and Supervision*） 中国国家电力监管委员会为加强电力可靠性监督管理，保障电力系统安全稳定运行而制定的管理办法。《电力可靠性监督管理办法》于2007年5月10日公布并开始实施，是中国第一部可靠性监管法规，是中国开展电力可靠性管理工作的法规依据，是建立电力行业可靠性监督管理组织体系和工作机制的基础，也是规范开展中国电力可靠性监督管理工作的保障。

《电力可靠性监督管理办法》共19条，明确了制定该办法的目的、依据、适用范围和开展可靠性监督管理工作的基本原则；对电力可靠性监督管理工作中各级电力监管机构和电力企业的职责做了明确的界定；对电力可靠性信息的报送内容、程序、期限做了具体要求；制定了开展可靠性评价工作的基本原则；对开展电力可靠性监督管理相关检查工作做了相应规定；提出了处罚依据并明确了办法的实施日期。

dianli kekaoxing mubiao guanli

电力可靠性目标管理 （objective management of power reliability） 电力企业内部各个环节和部门，围绕电力可靠性的总目标，层层分解展开各自的目标，确定行动方案，制定实施有效的组织和技术措施，并对可靠性指标结果严格考核等一系列活动的总称。其主要作用有：①落实企业中、长期目标和发展规划；②降低成本，提高工作效率，增加生产力；③清晰管理层次，增强执行力；④促进电力企业安全生产管理水平的提高。

实施过程 电力可靠性目标管理一般包括目标设定、目标过程管理、成果测定与评价三个阶段。

目标设定 应在总体发展目标指导下进行，结合电网及各类设备运行实际情况，并根据企业的使命和长远战略，估计客观环境带来的机遇和挑战，认识本企业的优劣，制定高于企业已完成的且通过一系列管理措施又可以达到的目标。

目标过程管理 完成电力可靠性既定的目标是电力可靠性管理的重要任务；在电力可靠性目标管理过程中，应建立目标管理体系，层层相扣，落实责任；企业领导在目标实施过程中起到非常重要的作用。①根据制定的总体目标，分解下达各时间阶段、各下级单位的分目标，当各时间阶段及各下级单位分目标完成时，企业总体目标即完成。②要根据分解目标制定相关督导检查计划和考核管理办法，检查督导各下级单位按时完成，并按完成情况对相关单位提出考核意见。③协调解决下级单位在执行过程中遇到的困难，当分解目标确实无法完成时，对分解目标或总体目标进行必要的调整。④应从电力生产过程中的规划设计、物资采购、基础建设、生产调度、营销管理等各环节进行有效管理。

(1) 在规划设计环节，应充分考虑影响电力可靠性指标的相关因素，尽量保证电网规划一步到位，减少后续完善过程，优选高可靠性设备型式，减少T接线路和同塔多回线路架设等设计模式，合理考虑配电线路供电半径，从源头考虑配电线路互供能力等。

(2) 在物资采购环节，充分考虑电力可靠性统计分析成果应用，优选高可靠性设备厂家，处理好设备价格和设备可靠性之间的平衡。

(3) 在基础建设环节，对在役设施需要停运的增加配合施工，减少重复停电；不断提高电力设施安装调试质量，避免电力设施移交生产后的隐患处理与故障停运。

(4) 在生产调度环节，从电力可靠性管理的过程分析入手，注重考虑减少停电作业次数、减少停电作业时间和减少停电户数等方面的重点改进工作。在综合生产计划和电网运行维护等环节中规范综合生产计划流程、抢修流程、检修流程、停复役流程，加强生产计划的刚性执行与标准化工期的应用。

(5) 在营销管理环节，加强用户报装接电和设备管理，了解掌握高压用户停电检修计划并及时将用户报装接电、停电检修信息通报相关部门，同时结合本单位停电计划及运行方式安排，指导用户合理安排设备检修，督导用户制定提高电力可靠性措施并落实整改。

成果测定与评价 达到预定的期限后，下级环节或部门首先进行自我评估，提交书面报告；其次上下级环节或部门分别考核目标完成情况，决定奖惩；最后对管理过程进行总结，查找优势与不足，分析原因、找出差距与努力方向，讨论下一阶段目标，开始新的循环。

dianli kehu fuwu xitong

电力客户服务系统 (electric customer service system)

通过电话、网站、短信、传真、电子邮件等方式，为客户提供7×24h停电信息公告、业务咨询、信息查询、故障报修、投诉举报、建议意见、表扬、业扩报装、信息发布、电费充值卡服务、节能服务等服务的平台。中国供电企业统一的服务热线电话号码是95598。95598客户服务系统通过流程将客户服务诉求传递到各相关技术支持系统和供电服务部门进行处理，并负责跟踪、调度、监督、催办、回访、统计、分析和考核，实现客户服务的闭环管理。95598客户服务系统的服务流程如图1所示。

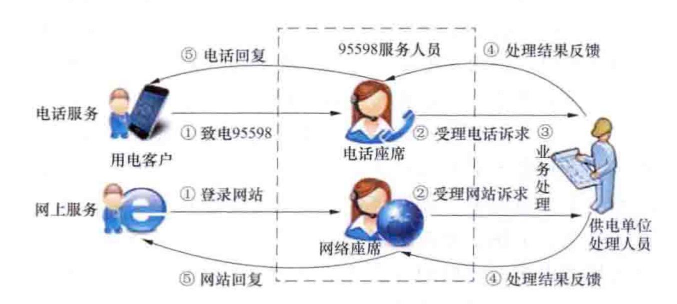


图1 95598客户服务系统服务流程

95598客户服务系统的组成 95598客户服务系统由呼叫平台、业务支持系统、基础支撑平台、智能互动网站（即“两平台两系统”）组成。

95598呼叫平台 集计算机技术、网络技术、自动呼叫分配（ACD）技术、计算机电话集成（CTI）技术、交互式语音应答（IVR）技术及数据库技术于一体的网络化综合服务平台。通过电话语音、传真、邮件、短信、互联网等多媒体方式为用户提供咨询、查询、报修、意见等业务的服务平台，涵盖了语音接入、多媒体接入（短信平台等）、互动式语音应答（IVR）、传真、录音、软电话、外拨、监控、质检、知识库等内容。用户电话拨号95598服务热线接入呼叫平台后，通过语音引导并接收客户的电话按键输入，实现电量电费查询、停电信息查询、电费充值卡业务、政策法规、人工服务等服务功能。

95598业务支持系统 通过95598呼叫平台、95598智能互动网站等服务渠道，统一受理客户业务咨询、信息查询、故障报修、投诉、举报、建议、意见、表扬、订阅服务、电费充值卡服务、电动汽车电池更换预约服务、重要客户服务等服务请求，相关单位和部门依照有关规定，对客户的服务请求进行处理，履行相关服务承诺；对有关服务请求的处理进行跟踪、督办。服务处理结束后，进行客户回访，了解客户对服务请求处理的满意程度。同时，为了提高服务效率，还要对公告信息、电力知识库、停电信息、客户服务中心人员排班进行管理，确保为客户提供优质、高效的服务。



图2 国家电网公司95598服务热线

95598基础支撑平台 按照统一分类、统一建模、统一存储的原则，实现客户服务业务范围内各类业务数据的集中。通过建立统一数据视图，为客户服务中心内各应用提供统一的数据服务；实现客户服务中心内、外业务系统的集成，对内支撑95598呼叫服务业务、95598智能互动网站业务、电动汽车业务、节能服务业务、电费充值卡业务、决策支持业务及对客户服务中心信息系统的运营监控工作，对外支撑其他业务部门的相关业务开展。

95598智能互动网站 面向社会公众服务的互联网渠道，面向电力企业、社会公众、电力客户、合作伙伴，实现双向互动的服务平台。宣传开展能效服务、电动汽车充换电、绿色能源、智能用电等新型业务，拓展营销服务渠道。社会公众可通过网站了解供电企业发布的相关信息，进行相关业务办理，进行网上购电及智能家居控制等相关智能设备的管理。95598智能互动网站应用功能包括网站前台系统功能、后台系统功能、移动网站前台系统功能和网站接口功能4个部分。

(1) 网站前台系统是供电企业的网上营业服务窗口。为供电企业提供信息发布（包括停限电通知、用电政策、电价政策等）、客户满意度调查等功能；为社会公众提供信息浏览、互动交流、服务评价等功能；为电力客户提供网上业务办理、电费缴纳、智能电能表购电、信息查询、电动汽车服务、能效服务、客户监督和增值服务等功能；为合作伙伴提供企业品牌/产品展示、供需交流互动等功能。主要内容包括我的空间、居民用户、工业用户、服务

指南、互动体验专区、信息公告、服务监督、智能用电商城等。

（2）网站后台系统是供电企业网上业务处理和运行维护管理的工作平台。为网络坐席人员提供网上业务处理（如网上报装、故障报修）及网络互动功能；为业务运维人员提供网站内容发布、更新，以及与相关功能平台系统的业务交互与问题处理功能；为信息系统运维人员提供网站访问权限管理、资源配置等功能；为运营人员提供网站合作伙伴、合作协议管理功能。通过对网站关键运行指标的监控和业务数据的统计分析，掌握网站整体运行经营情况，保障网站正常运行。

（3）移动网站前台系统是供电企业基于移动互联网的互动服务平台，具备信息公告（包括停限电通知、用电政策、电价政策等）和掌上营业厅等功能。

（4）网站接口功能提供95598智能互动网站系统与营销业务应用、一体化互动缴费接入管理平台、企业对客户支付平台（银联支付、第三方支付等）、一卡通管理系统、智能电能表远程费控系统、用电信息采集系统、智能用电小区系统、电动汽车智能充换电服务网络运营管理系统、能效管理数据平台、电网地理信息系统空间信息服务平台、短信平台、邮件系统、企业门户网站等的接口交互和信息共享等功能。

见电网信息化。

dianli nenghao zhibiao

电力能耗指标 (power energy consumption index)

反映电力生产、输送和分配过程中能源利用状况和能效水平的总体数量特征。包括发电煤耗率、供电煤耗率、厂用电率和线路损失率。

发电煤耗率　发电标准煤耗量与发电量的比值，单位为g/（kW·h）（标准煤）。发电标准煤耗量综合考虑原煤、燃油和燃气消耗量，按照标准煤的低位发热量29 271kJ/kg（即7000kcal/kg。除法定计量单位外，中国惯用的热量单位为cal_{20}，即1g纯水在标准大气压下，从19.5℃升高到20.5℃所需要的热量，它与焦耳的关系为$1cal_{20}=4.181\ 6J$）折算。

供电煤耗率　发电标准煤耗量与供电量的比值，单位为g/（kW·h）（标准煤）。供电煤耗率考虑了发电煤耗率和厂用电率，综合反映火电厂生产单位产品的能源消耗水平。2001～2012年中国火力发电的发电、供电煤耗率如图1所示。

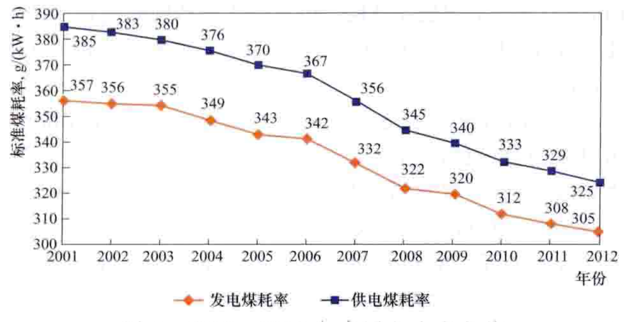


图1　2001～2012年中国火力发电的发电、供电煤耗率

厂用电率　包括发电厂用电率和综合厂用电率。发电厂用电率是发电厂用电量与发电量的比值；综合厂用电率是综合厂用电量与发电量的比值。

线路损失率　线路损失电量占供电量的百分比，又称线损率。在输送和分配电能过程中，电网中各个元器件所产生的功率损失和电能损失以及其他损失统称为线路损失，简称线损。线损电量包括从发电厂主变压器一次侧（不包括厂用电）至用户电能表之间的所有电能损失。

2001～2012年中国6000kW及以上电厂厂用电率和电网线路损失率如图2所示。



图2　2001～2012年中国6000kW及以上电厂厂用电率和电网线路损失率

见节能。

参考书目

李青．火力发电厂生产指标管理手册．北京：中国电力出版社，2007.

中国华电集团公司．火力发电厂节能评价体系．北京：中国水利水电出版社，2007.

dianli niandu shengchan jihua

电力年度生产计划 (annual production plan of electric power)

在计划年度内对电力生产目标的安排。在中国，分为电力工业年度生产计划和电力企业年度生产计划。

电力工业年度生产计划　中国国家工业生产计划的重要组成部分，纳入国民经济和社会发展计划，经全国人民代表大会审议批准，由国家发展和改革委员会下达。国家对电力工业生产计划实行预期计划目标管理。电力工业生产预期计划目标，应与国民经济发展相适应，反映电力电量的总量平衡情况。计划内容主要包括各地区发电量和国家实行计划单列的（集团）公司发电量。它属于指导性计划，体现政府对经济发展的期望，对企业不具有行政约束力。

电力企业年度生产计划　企业经营管理的重要内容。为适应建立社会主义市场经济的要求，电力企业年度生产计划由单一生产型向生产经营型转变。电力企业作为独立法人和市场竞争的主体，要紧紧围绕企业在计划期内的经营需要，以市场需求为导向编制生产经营计划。生产经营计划指标主要包括：①售电量、购电量、发电量、供热量；②电能质量（电压、频率、波形合格率等）；③利润、成本、销售收入；④线损率、供电煤耗率；⑤劳动生产率；⑥资产保值增值率；⑦燃煤量、燃油量。

电力企业年度生产计划的任务包括：①有计划地组织电

力生产、分配和销售；②按市场需求向用户提供优质、价格合理的电力，满足国民经济和人民生活用电的需求；③优化电力资源配置；④促进节能降耗；⑤提高企业经济效益，实现资本保值增值目标。

电力企业年度生产计划的管理，包括计划的编制、审批、执行、控制和调整，在企业内部实行分级管理。计划经企业决策层批准后分解下达执行，由有关部门组织实施，并对计划执行情况进行监督、检查和控制。

电力企业年度计划的实施多采用经济手段和法律手段，同时辅以行政手段。为保证电力企业能实现预期的经营目标，企业将根据实际需要对主要生产及消耗指标进行考核；对于购售电量计划，还需要通过签订购、售电合同（协议），明确电力商品交易双方的权利和义务。

电力企业年度生产计划执行情况的监督、检查和控制，主要是利用定期和不定期的信息反馈进行。包括：定期生产统计报表（生产日报、旬报、月报、季报、年报）和相应的统计分析报告、定期经济活动分析会和不定期的计划执行情况检查。电力企业经济活动分析会一般是按月或按季定期召开。通过经济活动分析会，及时发现计划执行过程中存在的问题，并根据计划的要求，对经济活动进行控制，采取措施，纠正偏差，保证计划的顺利实施。在执行计划过程中，如果发生特殊情况使计划难以实现或不能按原计划执行时，可提出调整计划的申请，并说明理由，按原计划的编制和审批程序，经批准后生效。必要时，还需要按合同（协议）约定变更有关条款或承担违约责任。

dianli niandu shengchan jihua jishu jingji zhibiao

电力年度生产计划技术经济指标 (technical and economical indexes of annual production plan of electric power industry) 在计划中综合反映电力工业部门和电力企业生产活动的技术、管理水平和经济效果的指标。它包括：①产品产量和质量指标（发电量、供热量、电压合格率、波形合格率、频率合格率、产值、工业增加值等）；②设备利用和能源消耗指标（设备利用小时、设备可调小时、设备等效可用率、供电煤耗率、发电耗水率、厂用电率、线损率等）；③售电量指标。

电力工业是能源转换型加工工业，它在生产中耗用一次能源和二次能源，消耗能源的费用一般占电力生产总成本的1/2以上。电力工业把供电煤耗率及线损率作为电力生产的主要技术经济指标，它们既是反映电力生产的技术水平和管理水平的指标，又是评价电力生产活动经济效果和考核电力生产能源消耗的指标。

供电煤耗率 火电厂每供应1kW·h电量消耗的标准煤量（g），其计量单位是g/（kW·h），简称供电煤耗。计算公式为

供电煤耗率=发电用标准煤量/厂供电量

或 供电煤耗率=发电煤耗率/（1-厂用电率）

发电煤耗率=发电用标准煤量/发电量

式中厂供电量为发电量与厂用电量的差额，厂用电量为火电厂在生产电能过程中消耗的电量，kW·h；标准煤量为低位发热量为29 308kJ/kg（7000kcal/kg）的煤量，g；厂用电率是指厂用电量与发电量的比率，%；发电煤耗率为每发1kW·h电量平均耗用的标准煤量，简称发电煤耗，g/（kW·h）。

线损率 电力企业在供电过程中损失的电量与供电量的比率。计算公式为

线损率=(线路损失电量/供电量)×100%

式中供电量为本电力系统的厂供电量与从其他电力系统输入电量之和。

dianli qiye

电力企业 (power enterprises) 生产、输送和销售电能的自主经营、独立核算、依法设立的营利性经济组织。电力是发展国民经济的基础，是现代社会必不可少的公用事业，电力企业通过向用户提供充足、可靠、合格、价格合理的电能和优质服务实现经营收入。

电力企业的产生与发展 电力从生产、输送到使用，需要由专门的机构来管理。长期以来，世界各国对电力实行垂直一体化管理模式，由政府管控。20世纪80年代末，世界范围内掀起了电力工业私有化改革，从商业运营的角度将发电、输电和配电的主要功能分解成相互独立的实体，从而形成了具有不同职能的电力企业。

中国电力工业起步于1882年上海的电光公司，此后，国际资本相继在天津、武汉、广州等地开办了一些电力企业。为配合新工业地区的建设，中国资本1905年开始投资电力工业，以后虽有一定程度的发展，但增长速度缓慢，截止到1949年，全国发电设备容量为185万kW，发电量只有43.1亿kW·h。1949年以后，中国对电力工业进行了大量投资，装机容量和发电量的年平均增长率都在10%以上，电力工业得到很大发展。

2002年，中国开始实施电力体制改革，实行厂网分开，构建政府监督下的公平有序的电力市场体系。2002年12月29日，中国形成了两大电网、五大发电集团和四大电力辅业集团的格局。2011年9月，四家辅业集团再次进行结构调整，组成新的两大建设集团。截至2012年底，中国发电装机容量达到11.47亿kW，是世界第一电力装机大国。中国已经拥有“世界最大电网”“全球最大装机规模”“全球最高输电电压等级”“全球最大发电量”等多个世界之最。

电力企业的种类 按其对电能产品的生产经营方式和具体业务可分为发电企业、电网企业和电力设计施工企业等。

发电企业 从事电能生产的自主经营、独立核算、依法设立的营利性组织。其主要职能是把水能、煤、石油、天然气、核能、风能、太阳能、地热能、生物质能等一次能源加工转换成电能，具体形态包括各种类型的发电厂、发电公司。在中国，发电企业除中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司外，还有中国广核集团有限公司、中国核工业集团公司及其他发电企业。

电网企业 从事电能的传输、分配、销售活动的自主经营、独立核算、依法设立的营利性组织。不同电力体制下电网企业的功能与职责不同，具体包括输配电网络投资与运行维护、电力调度及电能交易等。在中国，电网企业包括国家电网公司和中国南方电网有限责任公司等。

电力设计施工企业 从事电力工程和基础设施项目的工

程总承包与规划、勘测设计、施工安装、科技研发、建设管理、咨询监理、设备制造和投资运营、生产销售的自主经营、独立核算、依法设立的营利性组织。在中国，电力设计施工企业主要包括中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司及其下属企业。

dianli qiye biaozhun tixi pingjia yu queren

电力企业标准体系评价与确认 (standard system assessment of power enterprise) 中国通过抽样、测试、检验、比对和验证等方法，对电力企业建立的标准体系直接或间接地确定其与国家、行业有关要求的符合性，与电力企业生产、经营活动的适宜性等是否达到相应要求的活动。

电力企业标准体系评价与确认活动是从20世纪中国电力工业开展创建“一流”电力企业，以及20世纪90年代后期出现的质量、职业卫生和安全、环境保护等单项标准体系认证等活动的延续发展起来的。电力企业标准体系的评价和确认活动是对电力企业所有生产、经营和管理等相关活动的全方位认定和评价，较之单项标准体系的认证，其覆盖范围更为广泛，认定领域更为全面。

电力企业标准体系评价与确认分为评价和确认两种形式。电力企业标准体系评价可由电力企业自己组织（自我评价），是依照国家或电力行业相关要求，对电力企业标准体系建设情况的一个全面检查；电力企业标准体系确认是在电力企业自我评价的基础上，通过公认的独立于电力企业的个人或机构（第三方）进行的企业标准体系认定。2004年，中国国家标准化管理委员会开展了“标准化良好行为企业”试点及确认活动。2006年，中国国家标准化管理委员会和中国国家电力监管委员会联合在电力行业开展了电力企业“标准化良好行为企业”试点及确认活动，成为国家和行业联合开展此项活动的首例。

dianli qiye guanli

电力企业管理 (power enterprise management) 对电力企业的生产经营活动进行计划、组织、指挥、监督和调节等的活动。内容主要包括综合计划类管理和专项业务类管理。综合计划类管理包括战略管理和计划管理，专项业务类管理包括人力资源管理、财务管理、物资管理、建设管理、生产管理、市场营销管理及科技与信息管理等。

战略管理 根据企业外部环境和内部条件，确定企业的未来发展方向和实施决策的动态管理过程。(见企业战略管理)

计划管理 根据经营计划的范围不同，可以分为综合计划和专业计划两种。综合计划是指整个企业生产经营活动的统筹安排，是指导整个企业生产经营活动的总纲领。专业计划是指各职能部门的单项计划，只指导电力企业某一方面的生产经营活动，包括销售计划、生产计划、劳动工资计划、物资供应计划、成本计划、财务计划及设备维修计划等。(见电力企业综合计划管理)

人力资源管理 包括人力资源战略规划管理、组织设计管理、招聘配置管理、薪酬激励管理、教育培训管理、职业发展管理、员工关系管理等。

财务管理 主要包括资金管理、成本管理、销售收入和利润管理等。资金管理主要是对资金的筹集和使用的管理；成本管理是对资金消耗的管理，主要包括投资管理和成本费用管理；销售收入和利润管理是对资金回收和资金分配的管理。

物资管理 对电力企业生产过程中需要的各种生产资料的采购、储备、保管和使用等活动的管理。电力企业物资根据用途划分为生产维修物资、大修物资、技改物资、科技三项（新产品试制、中间试验、科研补助）物资、生活福利物资、基建物资及业务扩充物资等。

建设管理 主要包括针对电力工程项目整合寿命周期内的投资、质量、时间、技术、合同、健康、安全和环境、信息等方面的管理。

生产管理 按照生产环节，可分为发电企业生产管理和供电企业生产管理。发电企业生产管理主要包括安全管理、可靠性管理、燃料管理和环境管理等。供电企业生产管理主要包括电网调度管理和供用电管理。

市场营销管理 主要包括电力市场分析与预测管理、电力交易管理、电价管理、用电管理和电力需求侧管理等。

科技与信息管理 主要包括科技发展规划、技术研究与开发、科技信息管理、科技成果管理、计量管理和标准化管理等。

dianli qiye wenhua

电力企业文化 (corporate culture of power enterprise) 电力企业在长期的生产、经营、管理过程中，长时间积累的具有企业自身特色的群体意识，以及在群体中产生的观念、文化形式、思维方式、价值形态的总和。中国电力企业大多是国有企业，结合电力企业的生产特性，决定中国电力企业文化主要包括责任文化、安全文化、服务文化、执行文化、廉政文化五个方面。

责任文化 电力工业在国民经济发展中的支柱作用，赋予了电力企业重要的社会责任。电力企业的责任文化主要体现于主动承担社会责任这一核心价值观，具体体现为认真贯彻落实国家战略部署，促进资源优化配置，确保安全生产和电力供应，为经济社会发展提供安全、可靠、经济、清洁的电力保障。

安全文化 电力产品的特殊性及电力工业在国民经济发展中的重要性，决定了电力企业安全文化的重要性。电力企业的安全文化主要体现于一切事故都可以预防的安全理念，具体体现于加强宣传教育和职业培训，积极组织开展安全年、安全月等活动，引导员工提高对安全生产的认识，使安全生产理念渗透到企业每位员工的工作、生活中，使严格按照安全生产规程进行操作成为每位员工的自觉行动。

服务文化 公用性、基础性、服务性的行业特征，决定了电力企业必须加强服务文化建设。电力企业的服务文化主要体现于服务永无止境的理念，具体体现为树立和深化对服务增值的理解，增强建设服务文化的自觉性和主动性，建立和完善反应敏捷的服务机制和服务流程，实现优质服务细小化、超值服务特色化、客户服务差别化、服务产品人性化，用优质的服务提升企业产品的市场价值，塑造服务品牌。

执行文化 电力工业生产技术的特殊性决定了各环节、各部门的行动必须高度统一。电力企业的执行文化主要体现于忠诚、敬业、责任、服从的行为理念。具体体现为强化想尽办法去完成每一项任务的企业精神，恪尽职守，不推诿、不扯皮，超前思考，积极主动地工作。通过各种方式方法提高执行力，关键是提高管理能力、管理水平，实现高标准、

高质量地完成任务。

廉政文化　电力企业是资金密集型的国有企业，决定了干部和员工必须树立“清白做人，干净做事”的廉洁理念。具体体现为推动教育、制度和监督并重的惩防体系建设，促进企业各级干部和员工树立正确的世界观、人生观和价值观，养成崇廉守廉、诚实守信的从业习惯，形成良好的道德风尚及和谐的文化氛围。

dianli qiye zonghe jihua guanli

电力企业综合计划管理　(comprehensive plan management of power enterprise)　以电力企业发展战略为指导，在各有关专业计划的基础上，进行综合平衡、优化后形成企业的年度计划，并对计划及其执行情况实施全过程管理的一项工作。它通过对企业未来一年的计划进行设计，合理将任务指标分配至各专业部门，由各专业部门分别完成各专业计划的初步设计，然后进行内部协调平衡，减少重复与交叉，达到资源最佳配置与利用，确定最终计划后再进行计划的下达、执行、控制，并进行综合计划执行情况分析与绩效考核。

电力企业综合计划管理的内容包括协调平衡、整体经营状况控制分析、信息资源集中管理、过程控制与绩效考核。

协调平衡　电力企业在制订年度综合计划时，需要对各专业计划进行协调和平衡，重点协调平衡各相关指标之间的核算关系，使各指标之间的逻辑关系合理，并从企业的财务利润表出发，以控制目标利润为前提，对各项计划对应的成本和预期收入进行局部调整和整体协调平衡，确保企业整体利润目标的顺利实现。

整体经营状况控制分析　电力企业综合计划管理需要科学、合理地制订综合计划，实现对企业整体经营状况的控制分析。需要有专门的归口部门牵头负责综合计划的制订、完成情况的综合统计、过程分析与控制、绩效考核等工作，实施综合计划的全面跟踪管理，为决策者整体了解和掌控企业经营状况提供有力支持。

信息资源集中管理　电力企业综合计划管理注重企业内部信息资源的集中管理，通过建立企业中央数据库，对企业内部资源进行集中整合、集中管理，实现数据口径的统一，通过统一各类指标的计算方法和数据统计办法，并利用综合统计软件的功能实现对企业内部数据的综合统计与管理。

过程控制与绩效考核　综合计划管理的过程控制和绩效考核既有严肃性又有灵活性。一方面，综合计划一旦最终确定就具有很强的严肃性，计划的完成情况由科学合理的绩效考核体系兑现；另一方面，管理过程中也要充分考虑未来不确定因素对计划造成的冲击，注重对计划的过程管理与阶段完成情况进行分析，对待外界变化因素要有灵活的应对措施，合情合理地修改计划内容或改变执行计划的保证措施。

dianli shebei gengxin gaizao jihua

电力设备更新改造计划　(renovation plan for electric power equipment)　利用高效、经济的电力设备或先进技术，对现有经济性差或技术落后的电力设备进行更新或技术改造的年度安排。通过电力设备更新改造投资，既可以实现固定资产的简单再生产，又可以实现固定资产的内涵扩大再生产。随着中国经济增长方式的转变，社会扩大再生产将以外延为主转向以内涵为主，电力设备更新改造投资行为在整个电力投资活动中发挥着重大的作用。

电力设备更新改造计划，是电力固定资产投资计划的重要组成部分，其内容一般包括电力固定资产投资计划的各项内容，有项目名称、规模、内容、期限、项目总投资及分年度投资、资金来源、新增生产能力和改造效益等。电力设备更新改造计划的管理程序与基本建设计划不同，按中国现行的管理体制，限额以上电力设备更新改造计划由政府部门审批。（见设备更新改造）

Dianli Sheshi Baohu Tiaoli

《电力设施保护条例》　(*Regulations on the Protection of Power Facilities*)　为保护电力设施而制定的法规。1987年9月15日，由中国国务院发布实施；1998年1月7日，以国务院令第239号重新发布实施修改后的《电力设施保护条例》。条例制定的目的是保障电力生产和建设的顺利进行，维护公共安全，将电力设施保护工作纳入社会治安综合治理范围。



该条例所指电力设施是指发电设施、变电设施、不同电压等级的输配电线路设施、电力调度与通信设施，及其有关的辅助设备、附属设施、构（建）筑物等。这些设施都是电能生产、输送、分配和供应的主要载体，是构建电网的要素和基础。

适用范围　适用于中国境内已建或在建的电力设施。

主要内容　共6章32条，包括总则、电力设施的保护范围和保护区、电力设施的保护、电力设施与其他设施互相妨碍的处理、奖励与惩罚、附则。

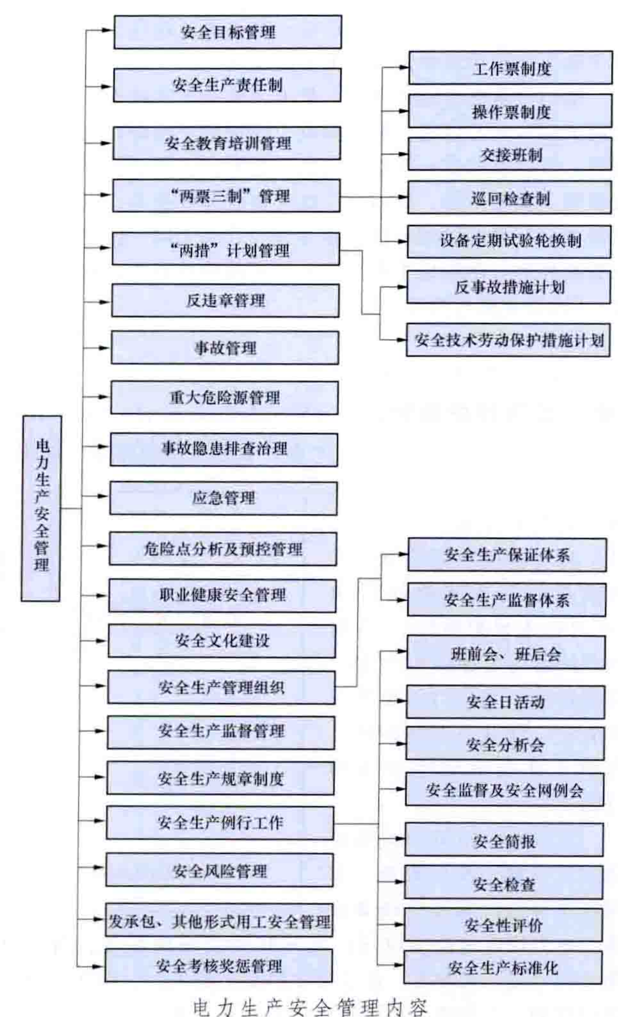
配套规章　《电力设施保护条例实施细则》（国家经济贸易委员会、公安部令第8号，1999年3月18日发布实施）。

dianli shengchan anquan guanli

电力生产安全管理　(electric power production safety management)　在电力生产经营过程中，为保证人身、设施和环境的安全而进行的计划、组织、协调与控制等方面的一系列活动。电力生产安全管理的目的是保障人的生命安全和健康，保护电网、设备和环境的安全，保证电力建设和生产经营活动的正常进行，减少、控制和防止人身伤亡事故和设备事故。

管理原则　在中国，电力生产安全管理贯彻执行《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国职业病防治法》等法律法规；遵循“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产基本方针；坚持“保人身、保电网、保设备”的基本原则和“管生产必须管安全”等原则。

管理内容　电力企业按照自身行业特点和生产规律，为实现安全生产，开展并实施一系列的安全管理工作和活动，如图所示。



电力生产安全管理内容

安全目标管理　有效地调动起所有组织和员工，实现既定的安全目标。（见安全目标管理）

安全生产责任制　明确并逐级落实各级工作人员的安全生产责任。（见安全生产责任制）

安全教育培训管理　提高员工安全意识、提升员工的安全生产技术水平。（见安全教育培训）

"两票三制"管理　明确运行维护有关人员的安全职责，规范强化发电设备运行与维护管理，以保证人身和设备安全的组织措施与技术措施落到实处。（见工作票制度、操作票制度；交接班制、巡回检查制、设备定期试验轮换制见生产运行重要制度）

反事故措施计划和安全技术劳动保护措施计划管理　做到有组织、有目的、有计划地杜绝人身事故和设备事故，简称"两措"计划管理。（见反事故措施计划、安全技术劳动保护措施计划）

安全性评价与反违章管理　通过安全性评价、反违章管理与安全大检查等预防性管理措施，辨识、分析生产活动中存在的危险、有害因素和违章现象，提出消除、减弱不安全因素的技术和管理措施与安全对策建议，指导企业的安全生产。（见安全性评价、反违章管理）

安全生产标准化建设　明确并规范企业安全生产工作干什么和怎么干的问题，引导企业落实安全生产主体责任，规范安全生产行为，建立安全生产长效机制。（见安全生产标准化）

事故管理　加强事故的报告和处理工作，按照"四不放过"原则（即事故原因不清楚不放过，应受教育者没有受到教育不放过，没有采取防范措施不放过，责任者未收到处罚不放过），查找事故发生的原因，总结事故的教训和规律，提出有针对性的整改与防范措施，防止和杜绝各类事故的发生。（见事故管理）

重大危险源管理和事故隐患排查治理　控制、减轻和消除电力安全事故损害。（见重大危险源、《危险化学品安全管理条例》、《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》）

应急管理　建立必要的应对机制、保障员工在应急状态下能采取必要的应对措施，确保员工的生命安全和设备安全。（见应急管理、应急预案、应急演练）

危险点分析及预控和安全风险管理　运用现代化安全管理方法，确认发生事故的可能性和严重程度，提出相应的防范和整改措施，控制和消除影响企业安全生产的有害因素，达到控制隐患，预防、避免事故的目的。（见危险点分析及预控、安全风险管理）

职业健康安全管理　对员工进行职业健康安全教育，实现良好的职业健康安全绩效，防止劳动过程中的伤亡事故，减少职业病危害。（见职业健康安全管理体系）

安全文化建设　树立"以人为本"的安全理念，营造"关注安全、关爱生命"的安全氛围，提高员工的安全素质，增强员工的安全防范意识，规范员工的安全行为。（见安全文化）

安全生产管理组织　以安全生产责任制为核心，由企业安全生产保证体系和安全生产监督体系构成的安全生产管理体系。建立健全安全生产管理组织，能够保证安全生产管理的有效运转。

（1）安全生产保证体系。企业为实现安全生产，在全面完成生产任务的同时，保证设备和人身安全的生产管理组织。安全生产保证体系是构成企业生产活动的主体要素，一般由安全生产指挥体系和基础保障体系组成。安全生产指挥体系是安全生产保证体系的核心，以安全生产责任机制为基础，由各级安全第一责任者形成的安全责任要素，与企业分管生产的行政领导构成安全生产决策指挥系统，既对安全工作全面负责，统筹协调，又对安全生产实施指挥决策及全方位、全过程监督。基础保障体系由设备管理保障、生产技术保障、规程制度保障、思想工作保障、后勤物资保障等（包括执行运作的班组建设）组成；工作范围涉及生产管理、技术管理、设备管理及企业管理等各个方面；主要职责是按照电力安全生产的基本方针和原则组织生产，保证在完成生产任务的同时，确保人身与设备的安全。

（2）安全生产监督体系。企业安全监督管理部门和三级安全监督网组成的安全生产监督管理组织。三级安全监督网由企业安全监督人员、车间（分厂）安全员、班组安全员三部分人员组成。安全监督管理部门是生产企业设立的安全监督管理机构，主要职责是监督各级人员安全生产责任制的落实，监督安全生产法规、规程制度、"两措"（反事故措施和安全技术劳动保护措施）计划等的贯彻执行，组织或参加事故调查，对所辖范围的生产事故进行统计分析，对各岗位和人员安全业绩进行评价考核，组织开展各项安全活动，具有

安全监督和综合安全管理职能。

安全生产监督管理 企业实行内部安全监督制度，建立自上而下的安全监督组织机构，形成完整的安全监督体系，上级公司对所属各单位、上级对下级进行安全监督，安全监督机构应有明确的职责与权力并认真行使安全监督职能。各级安全监督机构业务上受上级安全监督机构的领导，安全监督机构的资质及人员的资格接受上级安全监督机构的审查。

安全生产规章制度 企业为完成生产任务，实现安全目标，依据国家有关法律法规、国家标准、行业标准、上级有关规定、制度等，结合企业安全生产实际，制定、发布的一系列安全生产方面的规范性文件。一般包括规程、标准、制度、规定、措施、办法、指导意见等。电力企业常见的安全生产规章制度，除企业按照现场需要，为保证安全生产制定并颁发的一系列规章制度外，还应包括国家、行业及上级颁布的有关标准、制度、规定等。如安全生产工作规定、《电业（力）安全工作规程》、安全教育培训制度、安全生产责任制、反违章管理办法、安全检查制度以及“两票三制”管理制度、“两措”计划管理制度、设备缺陷管理制度、技术监督管理工作标准、设备运行管理标准、设备检修管理标准、设备运行规程、设备检修规程、安全事故调查处理规定、电力安全监察规定、发承包工程和临时用工管理规定、安全生产工作奖惩规定等，以及有关电力生产、基建施工、监督试验等方面的各种技术规程。通过安全生产规程制度的管理与约束，规范劳动者的行为，防止安全生产管理的随意性，使安全管理达到制度化、规范化、标准化。

安全生产例行工作 包括班前会和班后会、安全日活动、安全分析会、安全监督及安全网例会、安全检查［包括定期和不定期安全检查、季节性（如春、秋季）安全检查、专题性安全检查等］、安全简报的编发、安全性评价及安全生产标准化实施等。通过规范安全管理例行工作，使安全管理工作形成制度化、定期化，夯实安全管理的基础。

安全风险管理 对系统、工程或生产经营活动中存在的风险进行有效控制，使风险降低或保持在可接受范围，防止和减少损失，以最低成本实现最大安全保障的方法及过程。（见安全风险管理）

发承包工程和其他形式用工安全管理 电力生产企业对发承包工程项目、发承包单位的安全管理提出具体要求，建立发承包工程和临时用工安全管理制度；规范临时用工合同和发承包工程合同的形式和内容（签订的发承包合同和安全管理协议应合法、合规，合同内容应明确发包方与承包方职责、履行的审批程序及双方各自应承担的安全责任）；工程项目发包前，应指定部门严格审查承包商安全资质、专业技术能力和双方应履行的安全职责。工程项目施工中，重点强化现场作业的安全风险分析，突出对作业现场的安全监督和管理。电力生产企业对其他形式用工的安全管理提出明确的规定要求，包括临时工的安全职责与工作范围的要求，上岗前安全培训、考试、持证上岗与现场工作要求，所在车间、班组负责人承担的安全管理责任，以及事故统计、考核、安全防护用品的发放等。企业通过发承包工程和其他形式用工安全管理，保障发承包工程中的人员和设备安全。

安全考核奖惩管理 根据安全生产考核奖惩规定，对安全事故的责任者和相关人员提出处理意见，对安全生产做出突出贡献的人员提出给予精神和物质奖励的建议，是以安全考核、安全奖惩的手段约束、激励和规范员工安全生产行为的措施。

通过明确电力生产的安全管理内容，创新安全管理思路，完善安全管理体系建设，有效开展安全管理工作，使电力生产管理逐步向本质安全型管理转变。

沿革 有组织的安全生产管理是伴随着社会化大生产发展的需要而产生的。随着18世纪中叶的工业革命，大规模机器化生产出现，安全问题日益突出，一些学者开始研究劳动安全卫生问题。20世纪初，随着现代工业的发展，生产事故和环境污染相继发生，一些企业不得不花费一定资金和时间关注安全教育。20世纪20～50年代，工业较发达国家普遍进行了安全立法并设立了旨在预防伤亡事故及职业病的安全生产管理科研机构。美国著名安全工程师海因里希提出了1∶29∶300的安全管理法则，发表了事故致因理论研究成果（见海因里希因果连锁理论）。同时期还出现了其他一些安全生产管理原理和事故预防等风险管理理论。20世纪60年代发展起来的安全系统工程强调了系统的危险控制，提出了超前和预防型管理。20世纪后期到20世纪末，现代安全生产管理内容更加丰富，企业安全生产风险管理思想开始形成，相应的安全标准、规范更加成熟。

现代安全生产管理理论、方法、模式从20世纪50年代开始进入中国。20世纪60～90年代中国开始吸收并研究事故预防等理论、现代安全生产管理思想、企业安全生产风险评价、危险源辨识和监控等，一些企业管理者开始尝试安全生产风险管理。20世纪末，中国几乎与世界工业化国家同步研究并推行了职业健康安全管理体系。

电力行业的安全生产有其突出的重要性。20世纪50年代初，燃料工业部和电业管理总局设立技术安全监察机构，各企业相继成立技术保安科或配备技术保安工程师。1951～1955年引进并修编了《电业（力）安全工作规程》及各种典型、服务以及安全技术规程。1956年，从上到下都建立了较完善的安全监察系统，运行监察工程师重点抓设备安全，技术保安工程师重点抓人身安全。1988年，能源部第一次明确提出了各单位行政正职是安全第一责任者，强调建立、健全安全监察机构，加强安全监察工作。2002年以后，中国电力体制改革，实施厂网分开，重组发电和电网企业，电网公司及各发电集团相继颁发了安全生产管理与监督工作规定等安全文件，进一步完善了安全生产管理与安全监督体系。

参考书目

李克荣，等．安全生产管理知识．北京：中国大百科全书出版社，2011.

张良瑜．电业安全．北京：中国电力出版社，2010.

神华集团，中国电机工程学会．发电企业本质安全管理体系研究．北京：中国电力出版社，2010.

徐克胜，等．安全系统工程．北京：机械工业出版社，2007.

宋守信，等．电力安全风险管理．北京：中国电力出版社，2011.

dianli shengchan guanli

电力生产管理 (management of electric power generation)

电力企业在电力生产全过程中实行的计划、组织、协调、控制等活动。完整的电力生产，应包括一次能源（煤、油、天然气、水能、核能、风能等）的供应，并经输电、变电、配电（总称供电）送到用户使用（用电）。电力生产管理的目标是确保电力生产与电网运行遵循安全、优质、经济的原则，保证向用户提供充足、可靠、合格的电能。电力生产管理不仅包含与电力生产直接相关的环节（发电、输电、配电）和企业（发电企业和电网企业），而且包含设备、燃料供应、试验调试、电力信息化等方面。世界各国电力生产管理都以安全生产为基础，以经济效益为中心。在中国，还以科技进步为动力，以优质服务为宗旨，最大限度地满足用电需求。

特点 电力生产的不同环节，是由不同的企业来完成的。电力企业包括发电企业和电网企业，在生产管理上具有共性的特点，包括生产调度高度统一、安全可靠性要求高、技术管理严格、系统要有备用容量。

生产调度高度统一 电力系统内所有发电企业和电网企业，都要在统一的调度下进行生产运行，发电企业要严格按照电网调度命令开停机组与增减出力，电网企业要严格按照规定的电压控制点参数与潮流分布调整运行。整个系统必须按照用户的需求进行生产运行，发电出力与用户需求必须时刻保持平衡。

安全可靠性要求高 电力产品不能储存，其生产、输送和使用是在瞬间完成的，要求电力企业必须按照电力用户的要求安全、可靠地供电。一旦电力的供给出现中断，不仅会给电力企业自身造成损失，而且会给电力用户甚至社会经济造成重大损失，因此电力企业生产管理要高度重视安全可靠性。

技术管理严格 发电企业和电网企业都是技术密集型的装置性企业，智能控制技术及其装置广泛地应用于电力企业中。因此，电力企业在生产管理中必须充分重视技术管理，不断应用新技术成果，以提高电力企业的技术水平。

系统要有备用容量 电力企业生产的特点是发、供、用实时平衡，但是电力用户对电力产品的需求是随时发生变化的，为了保证电力用户对电力的需求，特别是在用电高峰时段，需要系统配有备用容量，以满足用户不同时间或情况突变下的负荷要求。

内容 与电力生产管理有效实施配套的是一套高效、完整的生产计划体系和生产指挥系统。生产计划体系负责计划的编制、组织、执行和协调。电力生产计划主要包括发供电计划、机组开停机计划、设备检修计划、电力设备更新改造计划和燃料供应计划等。生产指挥系统以生产负责人为中心，由专业负责人、主管和专职人员等组成，通过规定的工作程序、生产上的各项规章制度和考核奖惩制度等组织实施。电力生产管理内容包括生产管理、培训管理、自动化和信息化管理。因发电企业和电网企业的生产性质不同，生产管理又有具体的管理内容。

发电企业生产管理 包括运行管理、计划管理、安全管理、可靠性管理、设备管理、燃料管理及环保管理等。

(1) 运行管理。包括建立健全发电生产运行管理与调度指挥系统，建立健全与运行管理密切相关的以运行岗位责任制为中心的规程制度，制定并执行多种运行管理标准，进行运行分析和技术经济指标管理、强化运行人员岗位培训等（见电力生产运行重要制度）。在火电厂运行管理中，以机组运行优化管理为重点；在水电站运行管理中，从机电合一值班向无人值班（少人值守）过渡。

(2) 计划管理。服从国家的宏观规划和行业计划的指导，编制发电计划、制定技术经济指标，对企业的生产活动实行全面的计划管理。

(3) 安全管理。对运行、检修、维护和技术改造等环节实施安全责任制，进行安全质量监督，实现电力生产的安全无故障。(见电力生产安全管理)

(4) 可靠性管理。建立健全可靠性管理体系，用现代科学手段管理和指挥生产，实现确定的可靠性目标，提高经济运行管理水平。(见电力可靠性管理)

(5) 设备管理。包括设备的选型和采购、设备的安装和调试、设备的运行、设备的检修与保养、设备的改造与更新等。(见发供电设备管理、发电设备检修管理)

(6) 燃料管理。包括建立燃料管理机构，制定和执行燃料管理的职责规定及燃料的储存和保管等。

(7) 环保管理。包括编制发电企业环境保护计划，建立环保管理制度，进行环境监测和严格控制等。

电网企业生产管理 主要包括电网调度管理、供电管理。

(1) 电网调度管理。电网调度机构为保障电网的安全、优质、经济运行，对电力生产进行的组织、指挥、指导和协调活动。在中国，调度机构分为五级：国家调度机构，跨省、自治区、直辖市调度机构，省、自治区、直辖市级调度机构，省辖市级调度机构，县级调度机构。调度机构的职权及其调度管辖范围的划分原则，由国务院电力行政主管部门确定。调度系统包括各级调度机构和电网内发电厂、变电站的运行值班单位。下级调度机构必须服从上级调度机构的调度。

(2) 供电管理。电力系统中的输电、变电、配电、售电组成了电网生产运行的供电系统，对供电系统的管理称为供电管理。供电管理的内容主要包括：①规划与计划管理。包括供电网络的发展规划，供电设施的运行、检修、试验计划、更新改造计划等。②供电质量管理。包括电压质量与供电可靠性管理两项内容。电压质量是电能质量的一项重要指标，直接关系到电力系统自身的安全和经济效益，同时也影响社会经济和人民生活。供电可靠性直接反映供电质量，提高对用户的供电可靠性，可以减少对用户的停电次数和停电时间，减少用户因停电带来的损失和电力企业自身的损失。③线损管理。线路损失率是供电管理的一项重要技术经济指标，加强线损管理，减少电能损失，是供电管理的一项经常性工作。④供电设备运行管理。包括输电、变电、配电设备及相应辅助设备的运行和检修管理，又称输配电系统运行管理。在输电系统中，除变电站向无人监控方向发展外，运用科技手段进行定期监测（如远红外测温），建立地理信息系

统，可以有效提高运行管理水平。⑤安全管理。电力系统覆盖面广，输电线路穿山越野，极易遭受各类自然灾害的侵袭，要通过安全保证体系和安全监督体系，使安全管理落到实处，以减少人身事故，减少设备事故，减少误操作事故，消灭重大事故和恶性事故，事故率不应超过规定。⑥规章制度管理。包括生产岗位责任制度、供电运行检修制度、成本核算制度及职工培训制度等。

培训管理　在电力生产的全过程中，设备是基础，管理是关键，人员素质是保证。按电力生产岗位要求配备工作人员，有计划地进行岗位技术培训，使人员素质不断提高，是电力生产管理有效实施的重要一环。在中国，1997年电力工业部颁发的《电力职工岗位技术培训管理制度》规范了岗位技术培训的方式、内容和目标，使培训管理做到有章可循。岗位培训包括上岗前培训和在岗培训。上岗前培训是以培训考试合格，取得岗位证书或技术等级证书，方能持证上岗为原则，以保证新进厂人员的素质符合要求；在岗培训的原则是根据岗位规范和技术等级标准，紧密结合生产实际，提高业务能力，学以致用。培训方式除定期的规程学习考试和反事故演习外，随着计算机技术的普及应用及网络技术的发展，对电力系统各个职业工种的定期仿真模拟培训，已经形成制度。它对提高运行人员的操作水平，特别是事故分析和应变处理能力极为有效。(见教育培训管理)

自动化和信息化管理　随着电力系统机组容量和电网规模的不断扩大，自动化程度越来越高，电力生产运行和管理对信息的依赖日益明显，因此，电力系统广泛采用计算机、地域网和广域网来组成自动控制系统及生产信息管理网络。大型火电厂、核电厂的机组普遍采用计算机控制系统，变电站推广综合自动化系统，水电站实行集中控制、无人值班(少人值守)。调度端大量设置了数据采集与监控系统(SCADA)、能量管理系统（EMS）及电能自动计费系统，对电力系统进行监控和交易电费计算。与此相适应，电力调度通信系统除常规的微波和载波通信手段外，还使用光纤通信与卫星通信网络，除负担信息传输和行政通信外，还用于传送保护和自动装置的控制命令。信息化在电力生产管理中的作用日益突出和重要，已成为提高管理水平的必备手段。各电力企业相应设有信息中心，建有管理信息系统（MIS)，并通过Ⅰ、Ⅱ级网络将各级职能机构联结上网，实现资源共享和信息查询。

dianli shengchan guocheng zidonghua

电力生产过程自动化　(power production process automation)　利用通信、自动控制、计算机、网络、传感等技术，实现发电、输变电、配电、用电等电力生产环节的自动控制、调度和管理的过程。主要包括生产过程的自动检测、调节控制、系统和设备的自动安全保护、通信网络信息的可靠传输、电力生产的自动调度，整体提升电力企业的生产效率、系统稳定运行能力和企业核心竞争力。电力工业是自动化技术应用较早的行业之一。

主要内容　包括在发电、输变电、配电、用电环节的自动化。

发电环节自动化　主要包括发电厂厂级监控信息系统(supervisory information system，SIS)、分散控制系统(distributed control system，DCS）等，以及电力市场交易、水情预报与水库调度、运行监控、新能源并网接入等功能应用，支撑电源发展集约化、结构布局科学化、并网接入标准化，强化多种电源支撑能力，提升机网协调水平，保障系统安全稳定，推进资源优化配置。图为大亚湾核电厂集控室。



大亚湾核电厂集控室

输电环节自动化　主要包括输电生产、安全监督、可靠性、输电走廊保护、雷电定位、数字化勘测、可视化设计、巡检、状态检修、输电监测、安全预警等功能应用，建立覆盖输电各专业的信息共享平台，实现线路勘测数字化、设计可视化、移交电子化、运行状态化、信息标准化、应用网络化。

变电环节自动化　主要包括变电生产、安全评估与监督、可靠性、可视化运行、巡检、设备状态检修、数字化变电站等功能应用，支撑变电设备状态监控，各类电源及用户的无扰接入和有序退出，智能设备的灵活、柔性控制和调节，以及由大区互联、新能源大规模接入导致的运行方式多变、潮流转换频繁的运行需求。

配电环节自动化　主要包括安全监督、可靠性、可视化运行、巡检、智能故障抢修、配网线损、配网自动化、分布式电源及储能系统接入/电源质量监测等功能应用，实现配电网能量流、信息流、业务流的双向流动与高度整合，具备集成、互动、自愈、兼容、优化等特征，使配电网网架更加坚强、网络更加智能。

用电环节自动化　主要包括用电信息采集、高级计量、电力市场分析、有序用电、电力客户服务、互动营销服务、多渠道智能缴费等功能应用，推进营销自动化系统建设，支持双向互动服务，涵盖用电信息采集、营销业务、服务渠道等，支撑智能电网的用电侧管理。

发展过程　20世纪60年代，以晶体管技术为主的电力开关信号检测、晶体管集成电路继电保护、自动和远动装置、模拟盘等出现并推广应用，自动化装置功能较单一，缺乏自诊断能力和相互通信的功能。80年代，以单片机技术为代表，采用数字电路和模块化软件设计，装置间的通信能力增强，监视和监控功能逐步完善，显示和打印功能趋于实用，人机交互较为便捷；数字故障录波器、微机远动装置和继电保护装置等广泛应用，提升了系统可靠性。90年代以来，高性能工作站和服务器、网络通信和信息处理技术、嵌入式软硬件技术普及，数据采集与监控系统（supervisory

control and data acquisition，SCADA）、能量管理系统（energy management system，EMS）全覆盖地级以上调度，大幅提升了电网调度的监视、分析、预警、辅助决策、自愈控制能力，以及电厂监控、变电站和配电的生产作业自动化水平和可靠性。

电力生产过程自动化向着支撑以坚强可靠、经济高效、清洁环保、透明开放、友好互动为特征的大规模智能电网运行的方向发展。

见电力信息化、电力管理信息化、发电厂信息化、电网信息化。

dianli shengchan yunxing zhongyao zhidu

电力生产运行重要制度（main systems of power generation and operation） 电力企业生产人员为保证安全生产应共同遵守的规程和规定。发供电企业为进行正常的生产运行，保证设备和人身的安全而必须执行的制度主要有操作票制度、工作票制度、运行值班制度、交接班制度、巡回检查制度、设备定期试验和轮换制度（简称“两票三制”），以及设备缺陷管理制度等。

操作票制度 电力企业为确保操作人员正确进行电气操作（又称倒闸操作）而实行的一种管理规定。

工作票制度 电力企业为确保工作人员在电力生产设备和系统上检修、基建施工或其他作业时的安全而实行的一种管理规定。

运行值班制度 为保证电力生产的连续进行，将运行人员分成不同的班次轮流值班的一种制度。包括火电厂、水电站、变电站、配电所等的运行值班制度。

火电厂运行值班制度 中国的火电厂大都实行连续4班制，即将每天分成4个班次：一般后夜班为2～8时，上午班为8～14时，下午班为14～20时，前夜班为20时～次日2时，上下班时间可根据实际需要调整。在确定运行轮班方式时，要兼顾生产和职工身体、生活的需要；各班人员尽量保持相对稳定，建立严格的岗位责任制和交接班制度。轮班的方式主要有三班半轮休、四班三运转、五班三运转和五班四运转等4种。

水电站、变电站、配电所运行值班制度 电力系统中各种类型的水电站、变电站、配电所，其功能、容量及电压等级及在电力系统中的影响程度和地理位置差异很大。有的水电站实行了远方集中控制。变电站除倒闸操作和定期巡视外，不需经常监盘和调整运行工况，因此，一般不采用昼夜三班制。尤其是远离市区的变电站，为照顾运行人员的生活和学习，一般将工作时间和休息时间相对集中，根据运行值班人员的设置及轮班方式，制定不同的值班制度，主要有两大班制、三大班制、定期轮班制、在家值班制和无人值班制（少人值守）等形式。随着设备可靠性和自动化水平的提高，这些站所都在向无人值班制（少人值守）方式过渡。

(1) 两大班制。运行人员分成2个班，每班至少2人，连续值班14天后休息若干天。值班期间轮流监盘和休息；遇有倒闸操作时，两人共同进行；夜间允许睡觉，但不准离开值班室；发出故障警报时，要立即到岗处理。郊区变电站多采用这种轮班方式。

(2) 三大班制。运行人员分成3个班，每班至少2人，连续值班24h后，休息若干天。一些重要的变电站多采用这种值班方式。

(3) 定期轮班制。远离城区或地处偏僻乡村、山区的变电站或供电所，上班往返耗时多，为便于安排生活，一般每7～10天轮换一次，值班期间生活在厂区或站里。

(4) 在家值班制。在变电站内建有住宅，供值班人员居住。实行一班制，可在站内或家中值班，一般不能外出。当值班调度员召唤或设备发生故障时，在家值班人员必须迅速赶到现场处理。这类变电站系统简单，很少操作，不需常设值班人员，只需定期巡视。

(5) 无人值班制（少人值守）。运行操作和监视由上级调度所、集中控制的值班人员及有关自动装置完成的站所，不设值班人员或仅配备几个24h值守人员，负责现场看守和特殊情况的处理，以及完成上级临时交办的任务。

交接班制度 为确保电力生产的连续性而建立的值班人员在交接班时必须遵守的一种制度。内容主要包括对班前会、班后会和各岗位交接等的规定。交班人员应把当班有关事项登入相关记录簿、报表和值班日志中，向接班人员详细交代本班设备状态、运行方式及变化，检修、备用及停运设备的情况，异常或事故情况，安全措施、上级指示、技术记录、操作票和工作票、防火和安全用具、工器具、环境卫生等。接班人员应按规定时间到达工作岗位，按规定要求进行现场检查，认真查阅值班日志并掌握交班人员交代的各种情况，然后参加班前会。班长在班前会上检查人员情况并听取汇报后，交代上一班工作情况和设备运行方式的变化，以及对本班工作的安排。班前会开完后，接班人员回到各自岗位正式接班，准时在值班日志上签名表示同意接班，交班人员也要签名。双方签名后表示交接班手续完成，交班人员应离开岗位，参加班后会。

如果接班人员没有到班或发现接班人员有重病、酗酒及精神不正常等情况时，交班人员有权拒绝交班，并立即向班长汇报。在办完交班手续前，交班人员不能擅自离岗。如遇到正在进行主要设备操作，则不能进行交接班，此时，接班人员可在交班班长的统一指挥下做交班人的助手，协助操作，直到交接班双方班长同意后再办理交接班手续。

巡回检查制度 电力生产运行人员在值班期间，根据设备运行状况，定期对设备进行巡视检查的一种制度。主要是按岗位分工，规定检查的路线、项目、时间、重点部位和数据判别标准等。分为交接班检查和定时检查。巡回检查需要携带必要的工具和用具（包括检测工具、听针及电筒等），通过听、摸、嗅、看，发现设备系统的异常情况和缺陷，及时向班组长汇报，进行正确处理，并将检查结果做好记录。巡回检查要根据自然条件和运行方式的变化、设备缺陷的发展、机组检修后设备的变更、新机组投入试运行等情况，制定特殊的检查措施。对电力线路的巡回检查，规定了定期巡线和特殊巡线的具体要求。随着发电厂单机容量的增大和自动化水平的提高，许多大型机组已装设有安全监控、巡回检测自动记录及故障录波等装置，可适当减少运行人员在现场巡回检查的次数和时间，但不能代替巡回检查。

设备定期试验和轮换制度 为保证发供电设备的安全

稳定运行，对发电厂或供电企业的运行设备和备用设备进行定期试验和轮换运行，以便消除设备缺陷，保证设备正常运行的管理制度。对发电厂的一部分设备，利用小修或大修时间进行性能试验，另一部分设备则根据规定进行定期试验；对输配电系统的设备，根据具体情况，一部分设备在运行中进行试验，另一部分在检修中进行试验。对有一套及以上备用设备的，要根据设备类型和运行规程，定期进行轮换运行。每次定期试验和轮换的时间间隔随设备变化，从每周一次、每月一次到每季一次不等，按运行规程的规定执行。

设备缺陷管理制度 对电力生产设备缺陷的发现、登记、汇报、通知、处理及验收等工作制定的一种制度。设备缺陷分为一般性设备缺陷、危急性设备缺陷和大修性设备缺陷。一般性设备缺陷是指在不停止主设备运行、不影响机组或全厂出力的情况下进行修理即可消除的缺陷；危急性设备缺陷是指需要立即停止主设备运行和进行紧急修理或小修才能消除的缺陷；大修性设备缺陷是指必须等待停机大修或列为更改工程项目才能消除的缺陷。中国电力生产设备缺陷管理实行厂部、车间、班组、岗位四级管理。运行值班人员在监视、巡视设备中发现缺陷，需准确、清楚地登记在记录本上或输入计算机，并向班长汇报，通知检修人员；设备缺陷消除后参加验收，并在登记簿上盖“已消除”印章。对重大缺陷，需逐级及时上报；根据缺陷的严重程度，由相应部门做好防范措施；各运行岗位应做好事故预想。设备突发严重缺陷，不立即处理就要威胁人身和设备安全，而来不及报告时，值班人员应果断将设备停止运行并立即处理。建立“设备缺陷及处理记录”，发现任何缺陷都应及时记入缺陷记录，记录要工整、清楚、详细。对于在运行操作、检修及试验工作中发现的未处理缺陷，均应及时处理，对当时已处理的也要做好记录。

dianli shichang

电力市场 (electricity market) 电力商品交换关系的总和。它既包括管理机制（即主要采用法律、经济手段而非行政命令对电力的运营交易进行管理），又包括执行系统（交易场所、计量系统、通信系统）等。电力市场的基本特征是公开性、竞争性、网络性。放松管制、有序竞争和信息、网络、电力控制技术的广泛应用是当代电力市场的两个显著特点。

构成要素 包括主体、客体、载体、价格、运行规则和监管。

电力市场主体 具有独立经济利益和资产，享有民事权利和承担民事责任的可从事市场交易活动的法人或自然人。电力市场主体指按规定获得电力业务许可证的发电企业、电网企业、独立配售电企业、电力零售企业、电力经纪人和经核准的电力用户。随着世界各国电力市场化改革的推进，垂直垄断的电力系统中各实体的传统角色在电力市场环境下发生了变化。同时，也出现了一些新生实体，这些实体形成了电力市场中相互竞争又相互合作、相互服务的市场主体。

在中国，电力市场主体的特征包括：①合法性。电力市场主体必须是依法登记注册的，有一定组织机构和独立的（或独立支配的）财产，享有一定权利和承担一定义务的电力商品的生产者和经营者。②独立性。电力市场主体必须是依法自主经营、自负盈亏、独立核算的经济组织。③盈利性。电力市场的经营企业必须讲究盈利，核算投入产出，如果长期亏损不能盈利即失去市场主体的有效资格。④平等性。在电力市场活动中，市场主体不分先后，既无大小、高低之分，又无等级的高、下之别。只要市场主体合法，并依法行事，其地位、权利就会得到法律的保护，在法律面前，各市场主体都是平等的。

电力市场客体 市场客体是指在市场中买、卖双方交易的对象，或者说是市场上各种待售的商品。狭义的电力市场客体就是电力商品；广义的电力市场客体包括买卖双方交易的对象，包括电能、输电权、辅助服务等。

电力市场载体 市场载体是市场交易活动的物质基础，是市场主、客体借以进行交易活动的物质条件。一般意义上的市场载体包括销售商品的销售网点设施，仓储、运输、通信设施和商品交易所需的交易场所，是市场借以存在的先决条件。电力市场的载体就是覆盖营业区内的电力网络。

电力市场价格 电力商品（产品和服务）价格的总称，是电力生产、输送、分配和销售等各环节价格的集合，又称电价。从电能生产消费的过程看，电价可以分为上网电价（发电价）、输配电价和销售电价。

电力市场运行规则 规范电力市场主体市场行为的一系列法规和规章，通常包括市场准入规则、市场交易规则和市场竞争规则。

（1）市场准入规则。主要是对市场主体资格的若干规定。市场主体按照法人资格要求进行审查，合格者可以进入市场。在中国，各类电力企业要进入电力市场，必须按国家规定的联网技术标准和经济管理标准，服从电网调度机构的统一调度，接受统一管理。

（2）市场交易规则。在中国，电力企业之间及其与用户之间的交易活动，必须按照《中华人民共和国合同法》中规定的有关条款进行。交易双方都要在自愿、等价、互惠的基础上签订经济合同，规范双方的责、权、利。

（3）市场竞争规则。当事双方符合平等竞争的市场条件应遵循的市场准则，包括政府制定的电力企业经营管理的统一标准和要求等。

电力市场监管 电力监管机构遵循市场规律，依照有关法律、法规和规章对电力市场主体和电力市场运营机构及其行为进行监督和管理，以实现电力市场竞争的合理、有序、公正、公平和公开。电力监管机构是根据有关法律、法规和规章制度对电力行业实施监管的行政执法机构，具有独立性、专业性和权威性，其任务是维护电力市场秩序，依法保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，保障电力系统的安全稳定运行，促进电力行业健康发展。许多国家都设有电力监管机构，但不同的国家有不同的做法。多数国家将其置于中央政府下的机构中（强调管理职能），少数国家将其置于议会之下作为议会的常设机构（强调法规职能），也有的国家成立由市场主体组成的独立运作机构。

构建目标 包括：①引入市场竞争机制，通过上网电价

的竞争使发电商的投资合理化；②通过建立电力市场运营规则，创造公开、公平、公正的电力市场环境，实现电力市场交易双方的自由选择，促进电力资源的优化配置，为用户提供稳定、可靠、优质的电力需求服务，促进电力工业的持续发展。在电力市场中：①用户目标是获得低电价、高质量和安全稳定的供电服务。②发电公司目标是与购电主体直接、自由的进行电力交易。③电网公司目标是实现电网经济运行，能安全、稳定、经济的输配电能。④政府目标是实施全国性的能源政策和制定与国家经济发展相适应的电力工业可持续发展方针。⑤环境保护组织目标是在保障社会基本电力需求的同时，减少污染。⑥燃料供应商目标是获取经济利益的同时，降低投资风险，保障市场安全。

特点 包括系统的实时平衡性、电力需求的随机性及市场的协调性、有限性等。

（1）系统的实时平衡性。电力生产的实时平衡是电力系统生产最重要的特点。在现有的技术条件之下，电能不能像其他形式的能源（煤、石油、天然气等）可以大量储存。因此，电力的生产和消费必须保持实时平衡。这种平衡不仅是一个电力系统整体的电力的生产和消费的平衡，也是一个相对独立的供电区域内电力的生产和消费的相对平衡。电力供需的不平衡会导致电力系统内的设备损坏，减少对用户的供电，严重的可以导致电力系统崩溃。

（2）电力需求的随机性。影响市场电力需求的因素有很多，而且对电力需求影响的程度也不确定。不同电力用户在不同时段的用电负荷都具有一定的随机性，使得整个电力市场的用电负荷也具有随机性。因此，电力市场中只能通过短期负荷预测实现实时平衡。

（3）市场的协调性。电力市场的运营活动包括发电、输配电和用电环节，发电厂发出的电能必须通过电网才能到达用户，保证电力系统的安全、可靠运行是电力市场存在的必要前提。因此，为了保证电力系统的可靠性，电力市场的供应者之间，供应者和用户之间需要相互协调。

（4）市场的有限性。发电企业发出的电能只有通过电网才能输送给用户，而电网的传输能力是有限的，为了保证电网的安全，不是所有的电力市场达成的交易都能够实施。电力交易必须在不影响系统安全的情况下才能由系统操作员安排实施，即电力市场交易要受到系统安全约束，从这个意义上来说电力市场是有限的。同时，在电能输送过程中，要产生一定的线路损耗，即网损。网损随着电网的电压水平和传输距离的远近而不同，网损的存在降低了电力的经济传输距离，从这个意义上来说电力市场的地理范围有限。此外，电力市场的有限性还表现在市场的可用发电容量有限等方面。

dianli tanxing xishu

电力弹性系数 (electricity elasticity coefficient)

反映电力发展速度与国民经济发展速度关系的一项综合指标。包括电力生产弹性系数和电力消费弹性系数。电力生产弹性系数＝电力生产量年平均增长速度/国民经济年平均增长速度；电力消费弹性系数＝电力消费量年平均增长速度/国民经济年平均增长速度。计算国民经济年平均增长速度，通常采用国内生产总值（GDP）指标。

不同国家在不同的经济发展阶段，其电力弹性系数有不同的数值。这一系数的变化不仅与电力生产和消费的发展水平直接有关，还与科学技术水平、经济结构、资源状况、产品结构、装备和管理水平及人民生活水平等因素有关。电力消费弹性系数的变化大体可归纳为系数数值等于1、大于1和小于1三种趋向。

（1）当经济发展过程中基本保持原来产业结构和原有技术水平，其扩大再生产是以扩大外延方式为主时，电力消费量年均增长率和国内生产总值年均增长率将会同步增长，使电力消费弹性系数保持等于1的趋向。

（2）当经济发展处于工业化初期或产业结构趋于合理化时，使用电力来替代直接使用的一次能源和其他动力的范围不断扩大，特别是在发展中国家高电耗的重工业和基础工业的比重增大过程中，电力消费量增长会超过国内生产总值的增长，使电力消费弹性系数呈现大于1的趋向。

（3）当产业结构由合理化向高级化转变，产业结构和产品结构向节能型方向调整和转变，用电效率不断提高，节能工作加强，以及单位产品电耗降低时，电力消费弹性系数会呈现小于1的趋向。

在实际经济发展过程中这三种趋向是并存的，但不同阶段内通常有一种趋向占主导地位。世界部分国家不同时期电力消费弹性系数变化见表。

世界部分国家不同时期电力消费弹性系数变化

国家	1971～2009年 39年	1981～2009年 29年	1991～2009年 19年	1991～2000年 10年	2001～2009年 9年
沙特阿拉伯	3.447	6.114	1.927	1.931	1.922
墨西哥	1.593	1.820	1.663	1.498	2.101
巴西	1.583	1.640	1.263	1.672	0.904
埃及	1.386	1.392	1.435	1.391	1.479
韩国	1.417	1.267	1.593	1.452	1.852
南非	1.553	1.170	0.725	1.212	0.446
印度	1.189	1.025	0.903	1.003	0.819
中国	1.020	0.900	0.941	0.769	1.135
俄罗斯			4.670		0.306
西班牙	1.462	1.206	1.642	1.873	1.337
意大利	1.231	1.257	2.321	2.187	4.144
法国	1.378	1.133	1.579	1.956	0.879
澳大利亚	1.280	1.034	1.033	1.154	0.874
日本	0.990	0.890	1.713	2.753	
加拿大	0.855	0.594	0.508	0.790	
美国	0.795	0.525	0.858	1.134	0.193
德国	0.727	0.326	0.074	0.039	0.215
英国	0.406	0.323	0.656	1.086	

注：按发展中国家和发达国家分列，并按1981～2009年期间电力消费弹性系数大小排序。

资料来源：国际能源署（IEA），中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》和《中国统计年鉴》。

许多国家的经济发展历史表明，随着工业化的进程，电力消费弹性系数趋向于下降。主要发达国家的电力消费弹性系数在20世纪五六十年代为2或2以上，20世纪70年代后为1或1以下。数据显示，正处于工业化快速发展阶段的发展中国家电力消费弹性系数普遍高于主要发达国家。

中国电力消费弹性系数变化显示着不同的特点。1953～

2010年电力消费弹性系数为1.410，其中，1953～1978年为2.387，1979～2010年的32年间为0.920。20世纪80年代以来各经济发展时期的电力消费弹性系数，1981～1990年为0.815，1991～2000年为0.768，2001～2005年为1.344，2006～2010年为0.977。进入21世纪以来，中国电力消费弹性系数上升，是与电力和经济发展紧密联系的。由于电力工业持续、快速健康地发展，中国在1997年结束了长达20年多的缺电局面，使国民经济各部门得到了较为充足的电力。至2010年底，中国发电装机容量达到96641万kW，当年发电量42278亿kW·h，是2000年（13685亿kW·h）的3.1倍，10年间年均增长率11.99%，超过国内生产总值年均增长率（10.48%）1.51个百分点。

dianli tanxing xishufa

电力弹性系数法 （electricity elasticity coefficient method） 利用电力发展与国民经济发展的关系预测电力需求量的方法。弹性是指一个变量相对于另一个变量发生按照一定比例改变的属性，电力弹性是指电力发展情况相对于国民经济发展情况的改变比例。通过预测和分析预测期内国民经济发展速度和电力弹性系数，预测电力需求量。表达式为

$$D_n = D_0(1+eG)^n$$

式中 D_n 为预测期期末年电力需求量；D_0 为预测基础年电力需求量；e 为预测期内的电力弹性系数；G 为预测期内国民经济年平均增长速度；n 为预测期年数。

国民经济年平均增长速度可以用工业年平均增长率、工农业生产总值年平均增长率、国民生产总值年平均增长率和国内生产总值年平均增长率表示。一般用国内生产总值（GDP）年平均增长率来表示。

电力弹性系数是反映电力发展与国民经济发展相关关系的一项宏观指标。它与一个国家或地区的经济发展阶段、经济结构、产业结构、知识在经济发展中的贡献率、进出口结构、社会进步程度、消费心理及电力供需状况等因素紧密相关。在一定的国民经济和社会发展阶段，经济结构、产业结构和进出口结构变化比较平缓时，电力弹性系数变化也较平缓，可以利用电力弹性系数法预测电力需求量，或对电力需求量进行校核。在国家处于经济结构调整时期，或经济结构和产业结构变化很大、电力市场刚从卖方市场转入买方市场时期，电力弹性系数往往变化较大，则不宜采用电力弹性系数法作为预测电力需求量的方法。

见电力需求预测。

dianli tongji guanli

电力统计管理 （statistical management of electric power industry） 应用管理学的基本原理和科学方法，对电力统计各项活动进行计划、组织、协调、控制、监督的工作。其主要包括：对电力统计活动各环节，如数据收集、整理、计算和分析等的管理；对电力统计过程诸要素，即人、财、物、方法和信息等的管理；对电力统计活动中的具体职能，主要是对统计计划、质量、监督等的管理。在电力统计管理条例中，对统计机构和统计人员、电力统计设计和电力统计调查管理、电力统计资料提供和使用管理、电力统计监督检查管理等有具体规定。

基本任务 电力统计的基本任务是对电力生产与消费情况进行统计调查、统计分析，提供统计资料和统计咨询意见，实行统计监督。电力统计管理的具体任务是：①明确各级统计机构及统计人员的设置及职责，按时完成电力行业统计工作及与电力有关的国家统计调查。②依据法律、法规，制定并颁发电力统计的规章、制度、指标体系和统计标准。③组织与协调电网公司、发电集团各职能机构及基层单位的统计工作，制定和实施电力行业的统计调查计划，收集、整理、审核、汇总全国电力统计数据，提供全国、地区、集团电力统计资料。④分析、预测电力生产、建设、消费及相关活动的情况，提供统计咨询。⑤实施统计监督检查工作，保证电力统计数据质量及统计工作的顺利进行。

管理体制 中国实行的是集中型统计管理体制，即国家建立集中统一的统计体系，实行统一领导、分级负责的统计管理体制。从上到下，设有国家统计机构、部门统计机构、地方统计机构及基层企事业单位统计机构，配备专职、兼职统计人员。中国电力企业联合会受国家统计局委托对电力行业行使统计职能，在统计中实行分层报送管理方法。电网企业按国家电网公司和中国南方电网有限责任公司、省级电网公司及其下属单位的层次划分。发电企业按中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司等五大发电集团，中央企业下属发电公司（投资公司），省地方投资公司及下属各类发电企业的层次划分。中国电力企业联合会依据国家统计局审批的电力行业统计报表制度对全社会用电量、装机容量、电力投资等指标进行统计，然后将统计数据上报国家统计局能源司及国家能源局电力司，由国家能源局向全社会发布电力统计信息。同时，中国电力企业联合会负责将全国及各省相关的行业统计数据及时反馈给各直接向中国电力企业联合会报送的单位。在统计业务上，各电网企业和发电企业的统计机构或统计人员均接受上级主管统计部门和当地政府统计部门的双重领导。受委托进行地区行业统计工作的电力公司统计机构还负责本地区电力行业统计报表的汇总工作。

dianli xitong

电力系统 （electric power system；power system） 由发电、输电、变电、配电、用电等环节组成的电能生产、传输、分配和消费的系统。如图1所示，发电厂将各类一次能源转换为电能，然后经过输电网和配电网输送和分配至电力用户的用电设备，从而完成电能从生产到使用的整个过程。电力系统还包括保证一次系统安全可靠运行的传感和量测、控制与保护、信息与通信以及调度自动化等相应的辅助系统。电力系统的根本任务是向用户提供可靠、合格、清洁和经济的电能。

电力系统的形成和发展 电力系统经历了“分散式、小容量、低电压、小系统”的产生与兴起阶段、“大机组、大电厂、大系统、高电压、资金密集、技术密集、高度信息化”的现代化电网阶段和“清洁、高效、环保、经济”的可持续发展阶段共3个阶段，也称为“三代电网”。

第一阶段从19世纪末20世纪初开始，到20世纪50年代初。最早的发电机（或电动机）和输电线采用直流电技

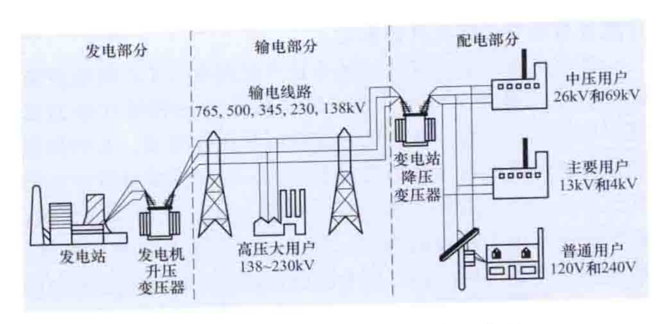


图1 传统电力系统主体结构示意图

术，使用100～400V直流线路供电，由于电压低，线路损耗大，输送的功率小，送电距离也不远。后来，交流发电机、特别是变压器的出现，实现了交流单相、三相输电，可方便地提高送电电压。交流输电具有送电距离长、节约导线材料和降低功率损耗等优点，加之异步电动机等性能良好的用电设备的出现，大大推动了交流电力系统的发展。经过几十年的发展，输电电压达到220kV，单机容量基本不超过10万kW，电网规模比较小，形成以孤立电网、城市电网为主的简单电力系统。

第二阶段从第二次世界大战后到约20世纪末。随着战后经济快速恢复和发展，电能需求迅速增加，发电设备容量及其出力也相应不断增大，特别是大型水电站、坑口电厂及核电厂的建立，需要将大量电力远距离送出。同时，为互通各简单电力系统之间的电力，提高运行的经济性和安全性，出现了以高压或超高压远距离输电为主干的电力系统和大型互联电力系统。为了克服交流输电中的一些困难（如电力系统稳定问题）以及解决一些特殊情况下的送电问题（如海底电缆输电、不同频率交流电力系统的互联等），也由于电力电子技术的进步，高压直流输电技术也得到了很大发展。随着交、直流输电新技术竞相开发和利用，出现了交、直流混合输电的电力系统。中国第二代电网的建设从20世纪70年代开始。1974年刘家峡水电站（见图2）的全面建成及1972年刘家峡—关中330kV线路（535km，送电42万kW）投运，标志着中国第一个跨省电网（甘肃、陕西、青海、宁夏）形成，中国第二代电网建设的开始。世界上形成的交流电力系统主要为400、500、750kV系统；中国于2009年1月建成了1000kV特高压交流输电工程，形成了连接华北和华中电网的特高压交流输电系统。世界上高压直流

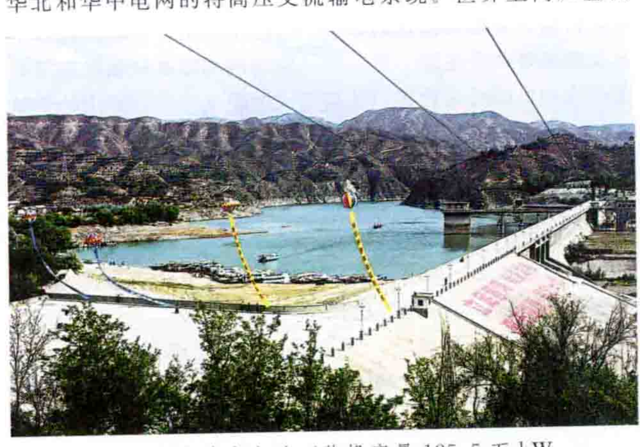


图2 刘家峡水电站（装机容量125.5万kW，中国首座百万千瓦级水电站）（刘家峡水电站 提供）

输电广泛采用±400、±500、±600kV等直流输电电压，随着输电容量和距离需求的增大，开始研发采用±800kV特高压直流输电技术。中国最早投运的特高压直流输电系统是2009年12月28日单极投运的云南—广东±800kV特高压直流输电工程和2010年7月8日投运的向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程，输电距离分别为1438km和1907km，额定最大连续输电功率分别为500万kW和640万kW。

第三阶段从20世纪末开始。第二代电网的发展遇到的两个突出问题是严重依赖化石能源和交流同步互联大电网安全问题。前者加剧了环境污染压力（见电力工业环境保护），后者造成重大电力系统事故频发。为此，20世纪90年代以来，发达国家开始研究发展适应清洁能源、可再生能源的新型现代电力系统，开始了第三代电力系统建设。第三代电力系统的主要特征和目标包括优化的电源结构、灵活的电网模式、智能的运行控制、极高的供电可靠性和极低的安全风险等。第三代电网将形成大型集中式和分布式电源相结合的电源结构，实现非化石能源（可再生能源和核能）发电占电源结构较大份额，使化石能源消耗和碳排放大幅降低，形成可持续发展的电源结构。逐步实现骨干电网与微电网相结合的电网结构。建成智能化的电网控制、保护、信息、调度系统和智能用电系统，大幅提高电网接受可再生能源发电能力，确保供电可靠性大幅提升。

电力系统的特点　主要包括：①电能一般不能大规模储存，发输配用瞬间完成，电能生产与消费需随时保持动态平衡，发电容量和设备都需要一定的备用。②整个电力系统通过电磁耦合和连接，在电力系统任一点发生故障，都会在瞬间影响和波及全系统，造成重大灾难，因此在电力系统各个环节和不同层次一定要具有相应的信息与控制系统，对电能的生产、传输、使用的过程快速进行测量、调节、控制、保护和协调调度。③电力系统是现代社会的一个重要基础设施，在工农业生产、交通运输、商业和人民生活的各个方面起着重要的作用，每个现代国家的发展程度都与电能的利用水平密切相关。④电能供应系统和用户处于相互影响、相互制约之中，电能供应系统要适应用户对电能需求的随机变化，确保提供合格的电能质量。用户（负荷）的特性和随机变化会影响和冲击电能供应系统，但负荷的科学管理和响应（如改变用电方式等）又能为电网提供辅助服务，改善电力系统运行性能。

电力系统的优越性体现在：①有利于大范围的优化配置资源，经济合理地开发利用水能、化石能源、核能、风能和太阳能等能源，解决能源资源与负荷分布在地域间的不平衡；②可利用不同供电地区的时差和季节差、各地区电力消费习惯的差别和负荷曲线不同等条件，错开负荷高峰，减少全系统总的负荷峰值和总的装机容量及备用容量；③有利于采用大容量和标准化的发电机组和电力设备，可以节省建设投资和运行费用，提高投资效益和运行经济性；④便于在电力系统发生故障时，各地区各类电源互为备用，相互支援，提高系统抗事故能力和运行的安全性；⑤便于集中管理，利用水电、火电、核电、风电、太阳能发电等之间的互补调节，实现经济调度与电力的合理分配等。

电力系统构成　由发电厂、电力网和负荷三个主要部分组成，如图3所示。

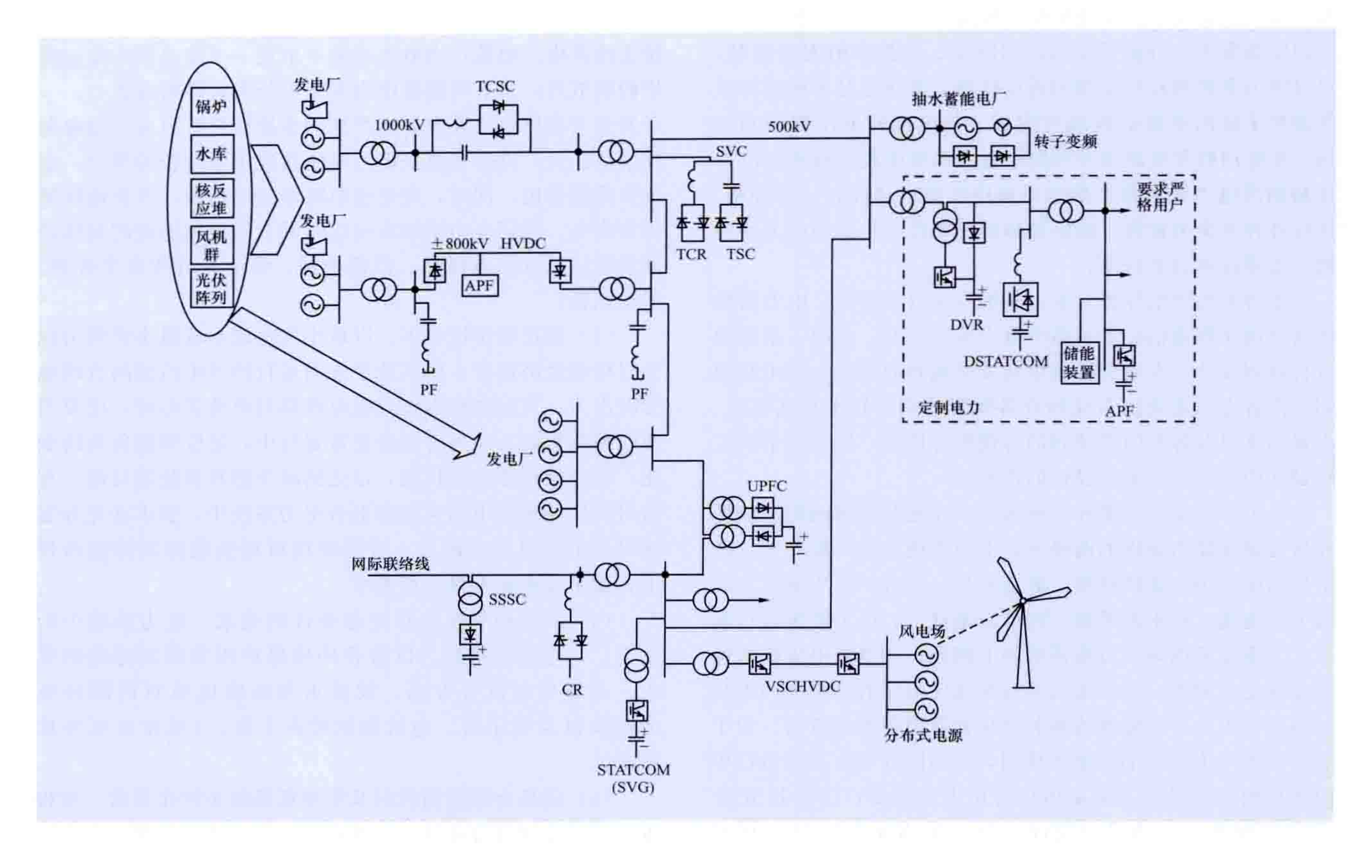


图 3　电力系统主体构成示意图

APF—有源滤波器；TCSC—晶闸管可控串联补偿器；SVC—静止无功补偿器；TSC—晶闸管投切电容器；
TCR—晶闸管可控电抗器；HVDC—高压直流输电；PF—滤波器；UPFC—统一潮流控制器；CR—可控电抗器；
VSCHVDC—电压源直流输电；STATCOM —静止同步补偿器；DVR—电压恢复器；
SSSC—静止同步串联补偿器；DSTATCOM —配电用静止同步补偿器

发电厂将其他形式的能量转化为电能。现代电厂主要利用燃料（煤、石油、天然气、生物质燃料等）的化学能、水的势能、核能、风能、太阳能、地热能等能量形式，相应地建设火电厂、水电站、核电厂、风电场、太阳能光伏（热）电站、生物质电厂和地热电站。集中式大型发电厂根据其容量规模接入不同电压等级的电力网，小型分布式电源就地接入配电网或直接给负荷供电。

电力网是电力系统中输送、变换和分配电能的部分，主要由变电站和线路组成，可分为输电网和配电网。根据电力系统中装机容量和用电负荷大小，以及电源和负荷的相对位置，电力网将按电压等级的高低分层，按负荷密集的地域分区。不同容量的发电厂和电力用户应分别接入不同电压等级的电力网，较大容量的应接入较高电压的电力网，较小容量的可接入较低电压的电力网。根据电流的特征，电力网的输电方式还分为交流输电和直流输电。

输电网主要是将远离负荷中心的发电厂所发出的电能经过变压器升高电压，并通过高压输电线输送到邻近负荷中心的枢纽变电站。同时，输电线还有联络相邻电力系统和联系相邻枢纽变电站的作用。

配电网是将电能从输电网或地区发电厂接受电能，通过配电设施就地或逐级分配给用户的电力网。一般又将配电网分为高压、中压和低压配电网。在中国，交流高压配电网电压一般为 35、63、110kV；中压配电网电压一般为 6～10kV（也有用 20kV 的）；低压配电网电压一般为三相四线制的 380/220 V。随着分布式发电接入配电网，21 世纪出现了由分布式电源、储能设施、能量转换装置、相关负荷、监控及保护装置汇集而成的微电网和主动配电网等新型配电网结构。随着直流负荷的增加，直流配电网也将是一种合理的选择。

负荷是使用和消耗电能的设备，它将电能转化成机械能、热能、光能和化学能等，主要有动力负荷（电动机）、热负荷、照明负荷等。大容量负荷一般接入 3～10kV 配电网，小容量负荷接入 380/220V 配电网。配电系统一般是三相的，单相负荷要均衡接入三相之中。

电力系统规划与设计　电力系统的规划应根据规划地区国民经济和社会发展的长期规划，依据电力负荷增长需求，在动力资源合理开发条件下，提出电力可持续发展的基本原则和方向，使发、输、变、配电设备配套建设，协调发展，以最少的投资和运行成本为国民经济各部门和人民生活提供充足、可靠、合格、经济的电能。同时，要考虑电源、负荷和电力网发展中的不确定性，适当安排电源储备和输、变、配电设备的冗余，保证电力系统运行的灵活性和抗干扰性。

电源和电网的建设需要较长的时间，同时其使用年限也较长，所以必须拟定 15 年以上的电力系统长期发展规划，并在长期发展规划的指导下制定 5～15 年的电力系统中期发

展规划。在制定电力系统长期发展规划时，必须掌握电力负荷的发展需求、可能开发的动力资源、新技术的发展趋势，以及电力系统对社会发展的适应性等，并在充分考虑原有系统条件下提出电源的构成与配置、输电网的电压等级和结构、配电网的发展原则等问题。电力系统中期发展规划应对规划期内电力系统的发展进行具体的调查研究和计算分析，进行各种方案的比较，提出具体的分阶段的电源和电力网规划以及建设项目和进度。

电力系统继电保护、电力系统安全自动装置、电力系统调度自动化和通信必须从整个电力系统出发，全面、系统地进行规划设计，在电力系统中期发展规划的基础上提出在规划期内各专门系统的布局和设备配置原则、技术规范要求、投资估算以及各专门系统间的协调配合原则，作为各单项工程设计中有关二次系统设计的依据。

电力系统运行调度和控制保护　在充分合理地利用能源和运行设备能力条件的前提下，电力系统应尽可能安全、经济地向电力用户提供持续、数量充足、符合一定质量标准的电力和电能。在正常平衡三相稳态条件下，电力系统运行要求：①电源发电等于负荷需求加上损耗；②节点电压幅值保持在额定值附近；③发电机运行在规定额定有功功率和无功功率上下限内；④输电线路和变压器等设备不过负荷。为了充分发挥电力系统的功能和作用，在实际的电力系统运行中应达到的目标是：①满足用户对用电的需要；②满足安全可靠性要求；③满足经济性要求；④满足环境保护和生态条件的要求；⑤满足合理使用燃料及能源资源的多样化要求。

(1) 满足用户对用电的需要。包括用电的数量和质量。所谓质量合格，就是指电压、频率、波形这 3 个主要参数都必须处在标准规定的范围内。在正常运行情况下，应该满足用户的用电需求，只有在出力不足的情况下才进行有计划的限制供电。在事故发生后的紧急情况下，当不能满足供电需求时，要有选择地切除一部分可切负荷，以保证重要负荷的用电和全系统的安全。

电力系统的频率是系统基本运行参数和电能质量指标。当电力系统的总出力与总负荷（包括网损）发生不平衡时，电力系统的频率就要发生变化。由于电力系统的负荷是经常发生变化的，任何一处负荷的变化，都要引起全系统的有功功率不平衡，因而导致电力系统频率的变动。所以，电力系统运行中的重要任务之一，就是要根据出力和负荷的变化对电力系统的频率进行监视和有功功率平衡的控制。

与频率一样，供电电压也是电能质量的重要指标之一。电压值的变化对用户设备的运行特性有很大影响。电力系统中的无功功率配置及其传输是影响电压的重要因素，所以应有效地调节电力系统的无功功率及电压，保证用户的电压偏差在允许范围之内。

(2) 满足安全可靠性要求。保证电力系统以质量合格的电能充分地对用户连续供电。一个安全可靠供电的电力系统必须具有承受一定程度干扰和事故的能力，即当在系统中出现干扰或事故的性质和规模均属预先设定范围时，电力系统凭借其本身具有的抗干扰能力（如发电出力的备用容量，电力网的合理结构，输变电设备的冗余配置等），继电保护及安全自动装置的作用，以及运行人员的控制和操作，仍能保持连续供电。但是，当电力系统中出现一个超出预先设定范围的事故后，就有可能使电力系统部分失去供电的能力。一个安全可靠的电力系统，在严重的事故情况下也应尽量避免使事故扩大，以防止波及电力系统其他正常运行的部分，造成大面积停电。同时，应迅速消除事故的后果，尽快地恢复正常供电。保证电力系统安全运行的自动控制系统的具体功能包括运行状态可视化、监视控制、安全分析和安全控制、安全预警。

(3) 满足经济性要求。以最小发电成本或最小燃料消耗为目标的经济运行，使系统中并列运行的发电机组间合理地分配出力。当发电机组经过输电线路对负荷供电时，还要考虑线损的影响。在电力系统正常运行中，还应根据负荷的变化，相应地开停发电机组，以达到减少燃料消耗的目的。在有可再生能源发电和火电的混合电力系统中，要求在充分发挥可再生能源发电能力，有效利用可再生能源资源的条件下，满足发电成本最小的要求。

(4) 满足环境保护和生态条件的要求。电力系统中的发电厂，应采取措施，以符合环境保护相关国家标准的要求。在输变电设备方面，则要求考虑输电线对周围环境的影响以及变压器、电抗器的噪声干扰。（见输变电环境保护）

(5) 满足合理使用燃料及能源资源的多样化要求。应根据国家的能源资源条件及能源政策，以及燃料的供应和运输条件、价格等因素来综合考虑和协调全系统的燃料和能源资源使用计划。积极有序发展水电，安全高效发展核电，加快发展风能等其他可再生能源发电，高效清洁发展煤电，有序发展天然气发电，推动中国电力能源供应体系朝着“安全、稳定、经济、清洁”的方向发展。

为了实现上述电力系统运行的目标，正确和及时地掌握每时每刻都在变化着的电力系统运行情况，协调和控制电力系统各组成部分的运行方式，处理影响整个电力系统正常运行的事故和异常情况，保证电力系统的安全和经济运行，必须建立分级的电力系统的调度管理（见电网调度管理），并配置相应的调度自动化系统和电力系统专用通信网络。

电力系统的仿真分析和实验研究　见《电力系统卷》电力系统数字仿真和电力系统仿真装置。

参考书目

陈珩．电力系统稳态分析．3 版．北京：中国电力出版社，2007.

DUNCAN GLOVER J，SARMA M S，OVERBYE T J. Power system analysis and design. 4th ed. Thmson Learning，2008.

dianli xitong anquanxing

电力系统安全性

(security of power system)　电力系统在运行中承受突然发生的扰动的能力。扰动包括突然短路或非计划地失去系统元件等现象。安全性也称动态可靠性，即在动态条件下电力系统经受住突然扰动，并不间断地向用户提供电力和电量的能力。安全性还指系统的整体性，即电力系统维持互联运行的能力。电力系统的整体性往往与

维持系统连续运行的能力有关，在遭受突然扰动时，一旦整体性遭受破坏，往往可能导致稳定性破坏，从而导致不可控的系统解列，最后造成大面积停电。安全性可用一个或几个适当的指标度量。安全性的概念通常适用于发输电系统（即大电力系统）。

dianli xitong beiyong rongliang

电力系统备用容量 (reserve capacity of electric power system) 电力系统为在设备检修、事故、调频等情况下仍能保证电力市场需求而需要增设的设备容量。电力系统备用容量包括检修备用容量、事故备用容量和负荷备用容量。备用总容量根据系统可靠性分析确定，一般为电力系统最高负荷的25%～30%。随着电力系统容量的逐步扩大和可靠性管理的加强，这一比例会有所降低。

检修备用容量 为电力设备预期进行的大、小修而增设的设备容量。检修备用率（指检修备用容量与电力系统发电最高负荷的比率）主要与电力系统总容量的大小，单机容量的大小，水电、火电、核电发电容量的构成比，电力系统发供电设备的健康水平，检修质量及运行管理水平等因素有关。在以火电厂为主的电力系统中，检修备用率一般为10%～15%。对水电比重较大的电力系统，为减少检修备用容量，一般在枯水期安排水电机组检修，在丰水期安排火电机组检修。

事故备用容量 为电力系统发生事故时仍能按规定的可靠性标准供应电力而增设的设备容量。事故备用率（指事故备用容量与电力系统发电最高负荷的比率）与电力系统总容量的大小、最大机组单机容量的大小、发电机组的台数、各类发电设备容量的构成比、网架的联系紧密程度等因素有关，一般为10%左右，且不小于系统内以最大一台机组的容量作为备用容量计算的备用率。事故备用一般由运行中的火电机组和水电机组（包括抽水蓄能机组）承担，也可由燃气轮发电机组承担。

负荷备用容量 为保证电力系统频率符合标准而增设的设备容量，又称运行备用容量。负荷备用率（负荷备用容量与电力系统发电最高负荷的比率）与电力系统总容量大小、系统内大用户的用电特性及国家规定的频率标准有关，一般为发电最高负荷的2%～5%，大电力系统采用较小的百分值，小电力系统采用较大的百分值，同时还要根据系统内有无冲击负荷及其大小确定。负荷备用处于旋转备用状态，一般由水电站或火电厂承担。担任负荷备用的电厂称为调频电厂。在调频电厂中，必须留有一定的旋转备用容量作为负荷备用容量，根据电力系统频率的变化，自动调整发电出力。

备用容量的作用 按照电力市场的需求，保证电力系统在下列情况下能不间断地满足电力的正常供应：①发供电设备预期进行检修时；②发生重大事故（大容量机组突然停机等）时；③电力负荷激增或发电出力有较大减少（干旱使农田灌溉大幅度增加用电；夏季持续高温，制冷、空调负荷激增；枯水造成水电站出力降低；燃料短缺造成火电厂降低出力运行等）时；④电力系统频率发生扰动时。

电力系统备用率 电力系统备用容量与系统发电最高负荷的比率，一般以百分值表示。其大小既与电力系统总容量大小有关，又与各国采取的行政手段和经济手段有关。发达国家多按供用电合同供应电力，如果不能按合同供应电力，电力工业部门要赔偿用户的经济损失，故多数发达国家备用率较高，一般在30%以上。

dianli xitong chongyuxing

电力系统充裕性 (adequacy of power system) 电力系统稳态运行时，在系统元件额定容量、母线电压和系统频率等允许的范围内，并考虑系统中元件的计划停运以及合理的非计划停运条件下，向用户提供全部所需电力和电量的能力。充裕性又称静态可靠性、充裕度，即在静态条件下，电力系统满足用户电力和电量需求的能力。

评估 电力系统充裕性评估的基本假设是在系统设备发生故障后，系统在经过动态过程后总是能够到达一个稳定运行的平衡点。充裕性评估适合于考虑小扰动的情况，其分析和计算方法比较成熟。电力系统充裕性可以按照发电系统、输电系统、发输电系统（即大电力系统）、配电系统、电气主接线系统等各个子系统来评估，也可以按照发电、输电、配电三个典型的功能区域进行评估。这些功能区域的不同组合定义了电力系统充裕性评估不同的分层级别：①层次1，发电设备可靠性评估或电源可靠性评估；②层次2，发输电系统（大电力系统）可靠性评估；③层次3，整体可靠性评估，包括发电、输电和配电三个部分。

指标 反映在研究时间段内电力系统在静态条件下系统容量满足负荷电力和电量需求的程度。充裕性指标一般用年值表示，分为负荷点充裕性指标和系统充裕性指标两类。

负荷点充裕性指标 对系统中每一个负荷点而言的，表明事故的局部影响，可作为分析下一级系统充裕性的依据。负荷点充裕性指标又可分为基本值、最大值和平均值三种，分别反映某种系统故障时供电点基本可靠性特征量、故障严重程度和充裕性平均水平。

系统充裕性指标 反映系统事故对整个发输电系统的影响，表明事故的全局影响。一般包括系统停电指标、系统削减电量指标、严重性指标、每次扰动造成的平均削减负荷量、事故时削减负荷与少供电量的最大值等指标。

dianli xitong jingji diaodu

电力系统经济调度 (economic dispatching of power system) 在满足安全、电能质量和备用容量要求的前提下，采用各种技术手段和管理措施，以最低的发电（运行）成本或燃料费用，达到机组间发电负荷经济分配且保证对用户安全、可靠供电的一种调配方法，又称电网经济调度。电网经济调度是以电网安全运行调度为基础，以降低电网线损为目标的调度方式。

电力系统经济调度是能量管理系统（EMS）的主要内容，在一些具体环境下，它在概念范畴上等同于发电计划，包括机组组合计划、水火电计划、交换计划、检修计划和燃料计划等；按周期其有：超短期计划，即自动发电控制（AGC）；短期发电计划，即日或周的计划；中期发电计划，即月至年的计划与修正；长期计划，即数年至数十年的计划，包括电源发展规划和网络发展规划等。考虑电网线损的

经济调度问题时，要建立经济调度的模型。

经济调度的发展 电力系统经济调度的发展划分为经典经济调度和现代经济调度两个阶段。

电力系统经典经济调度 20世纪初提出了并列运行机组间负荷分配问题，早期所提是按机组效率和经济负荷点的原则，实际并未达到最优。30年代初期提出按等微增率分配负荷，是最优准则。输电损失对经济负荷分配有一定的影响，但在没有计算机的年代涉及网络计算是一个困难问题。40年代初提出了用各发电厂出力表示的网损公式，极大地减少了网损及其微增率的计算量。50年代初提出了发电与输电的协调方程式。等微增率、发电输电协调（网损修正）和水火电协调奠定了经济调度的理论与实践的基础。

电力系统现代经济调度 20世纪60年代以后，计算机技术和最优化技术引入电力系统，经济调度随之发展到一个新阶段。最有代表性的是60年代初期提出的最优潮流，即统一考虑经济性与安全性和统一考虑有功功率与无功功率的调度。这是一个典型的非线性规划问题，计算上的困难妨碍了其实用化进程。80年代中期，最优潮流计算技术已趋成熟，但实用化进程仍然缓慢。这一时期使用的主要是基于简化模型和线性规划技术的有功安全约束调度。80年代末的电力系统经济调度可归纳为经济调度模型、短期调度计划、长期运行计划和实时发电控制4个方面。

2007年8月，中国国务院转发了国家发展和改革委员会、国家环境保护总局、国家电力监管委员会、国家能源办等四部门制定的《节能发电调度办法（试行）》。节能发电调度是指在保障电力可靠供应的前提下，按照节能、经济的原则，优先调度可再生和清洁发电资源，按机组能耗和污染物排放水平由低到高排序，依次调用发电资源，最大限度地减少能源、资源消耗和污染物排放。

经济调度模型 包括火电机组模型、网络模型、水电机组模型、水电站水库模型、负荷模型、燃料供应模型。

火电机组模型 锅炉、汽轮机和发电机合称为火电机组，其经济特性主要是耗热量-出力曲线、耗热微增率-出力曲线和起动耗热量-停机时间曲线。有时将耗热量转换为燃料量或费用。

网络模型 经典经济调度应用简化网络模型，用各电厂出力计算网损及其微增率，而现代电力系统经济调度应用完整的网络模型直接计算各支路潮流和网损。

水电机组模型 水轮机（有时包括引水管路）和发电机合称为水电机组，其经济特性是各工作水头下的耗水量-出力曲线和耗水微增率-出力曲线。在变水头水电站调度中往往将出力化为耗水量和水头（或存水量）的函数。

水电站水库模型 其经济特性是上游水库的水位-库容曲线，抽水蓄能电站还要表达下游水库的水位-库容曲线，梯级调度进一步表达各级水库之间的联系。

负荷模型 经典经济调度应用系统总负荷，现代经济调度应用各母线负荷。在电能不足的情况下需将各负荷分为可中断、可控制和不可中断、不可控制等几类。

燃料供应模型 表示燃料产地、运输、贮存、混合及发电各环节中的费用和限制。

电力系统经济运行 包括火电厂、水电站、核电厂、风电场、电网和配电系统等方面的经济运行。一些客观条件的变化对电力系统经济运行往往有重要的影响，包括火电厂燃料质量和供应情况、水电站水库综合运行及电网用电负荷调整等。

火电厂经济运行 主要是合理控制影响机组经济性的运行参数，并考虑燃料结构、价格等因素，使发电的运营成本最低。

水电站经济运行 主要是降低发电耗水率，提高水能利用率。根据电网负荷的要求，合理确定投入运行的机组台数，并按经济原则分配机组负荷。

核电厂经济运行 核电厂在电力系统中一般带基荷运行。为满足电力系统某些特殊要求，个别时段也参加负荷调整，但不直接参加电网的经济调度。核电厂的安全和环保更优先于经济运行。

风电场经济运行 主要是根据来风的不确定规律及电网的接纳能力最大限度地就地消纳或者并网，减少弃风。

电网经济运行 主要是在电网中合理分配发电厂或发电机组的有功功率。影响电网运行经济性的因素比较复杂，需考虑燃料品种、价格、运费，火电机组起停附加损失，水电机组来水特性，核电机组需要连续运行特性，风电机组来风特性，各机组的节点位置，其他费用和能源消耗等因素，并对调度方案做相应修正。

配电系统经济运行 主要是通过调整电压和潮流以达到降低线损的目的。具体做法是调节变压器分接头或变压器运行台数、调整电抗器或电容器运行台数、改变母线运行方式以及使负荷运行在经济点上，提高日负荷率和用户功率因数。供电部门配备的配电管理系统（DMS）可以实时监视配电设备运行状况、计算线损，加强营业管理，减小丢失电量。

dianli xitong kekaoxing

电力系统可靠性 (power system reliability) 电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户供应电力和电量的能力。电力系统可靠性是通过定量的可靠性指标来度量的，可以是故障对电力用户造成的不良影响的概率、频率、持续时间，也可以是故障引起的期望电力损失及期望电能量损失等。电力系统可靠性包括充裕度和安全性两个方面。

充裕度（adequacy）是指电力系统维持连续供给用户总的电力需求和总的电能量的能力，同时考虑到系统元件的计划停运及合理的期望非计划停运。充裕度又称静态可靠性，也就是在静态条件下电力系统满足用户电力和电能量的能力。（见电力系统充裕性）

安全性（security）是指电力系统承受突然发生的扰动，例如突然短路或未预料到的失去系统元件的能力。安全性也称动态可靠性，即在动态条件下电力系统经受住突然扰动并不间断地向用户提供电力和电能量的能力。（见电力系统安全性）

电力系统规模庞大，习惯上将电力系统分成若干子系统，根据这些子系统的功能特点分别统计、评估各子系统的可靠性，不同的子系统可以有专门的可靠性指标。

发电系统可靠性 统一并网的全部发电机组按可接受标准及期望数量满足电力系统负荷电力和电量需求的能力。

发输电系统可靠性 由统一并网运行的发电系统和输电系统组成的发输电系统按可接受标准和期望数量向供电点供应电力和电量的能力。

输电系统可靠性 从电源点输送电力到供电点按可接受

标准及期望数量满足供电负荷电力和电量需求的能力。

配电系统可靠性　供电点到用户，包括配电变电站、高低压配电线路及接户线在内的整个配电系统及设备，按可接受标准及期望数量满足用户电力及电量需求的能力。

发电厂/变电站电气主接线可靠性　在组成主接线系统的元件（断路器、变压器、隔离开关、母线等）可靠性的参数已知和可靠性准则给定的条件下，整个主接线系统按可靠性准则满足供电点电力及电量需求的能力。

电力系统可靠性涉及可靠性管理和可靠性评估两个领域。电力可靠性管理主要是对已运行的电力系统及主要设备进行统计和管理，包括拟定电力行业可靠性管理的标准、准则；电力行业各项可靠性信息的采集、统计、分析；电力系统运行可靠性的监督等。可靠性评估主要是研究电力系统可靠性评估的方法、模型，对电力系统扩展的设计方案进行可靠性与经济性比较分析等。

dianli xitong kekaoxing jingjixue

电力系统可靠性经济学　（reliability economics of electric power system）　研究电力系统可靠性水平与经济效益之间合理关系的分支学科。电力系统可靠性的价值就是连续供电的价值。对用户来说，连续供电的价值取决于他们在用电中所能得到的效益。可靠性低往往造成缺电和停电，造成经济损失和社会损失。为提高可靠性，电力企业要增加投资，这部分投资由用户通过电费分摊。要研究投资与提高电力系统可靠性水平之间的关系，包括缺电和停电损失的评估方法、典型重大电力系统事故调查分析以及可靠性投资与可靠性效益分析三方面。

缺电和停电损失的评估方法　由于可靠性低导致用户缺电、停电而造成的经济损失，这种损失通常以货币形式表示。

缺电损失　由于电源容量不足而少供或限供电量（包括低频率、低电压）所造成的经济损失和社会损失。这种损失是普遍加到每个用户身上的，因而很难用某些特定用户的用电性能来分析其损失细目，通常只能用大范围平均值来计量。可以用作计量的值有：①单位电量的产值；②政府制定或社会统计出的计价单位；③电力企业单位电量的综合利润。其中前两种计量方法用得较普遍。

停电损失　由于电力供应不足或者电力系统发生事故导致供电中断而造成的经济损失和社会损失。停电损失包括直接停电损失和间接停电损失两部分。直接停电损失是在停电时及停电以后的一段时间遭受的经济损失和社会损失，一般直接反映到产品成本、性能效益和经济活动。间接停电损失是由于停电的间接影响而造成的经济损失和社会损失。无论哪种停电损失，一般只能根据国情在统计的基础上分别求出其平均值。经济发达国家主要用停电损失来评估可靠性水平。

典型重大电力系统事故调查分析　主要目的为：①直接获得可靠性经济学的原始资料；②分析事故的具体原因和造成的社会后果，提出预防事故的对策。

可靠性投资与可靠性效益分析　可靠性投资指电力企业为保持和提高电力系统可靠性水平所需的投资。可靠性效益指可靠性指标改善后所得到的经济价值。在做经济分析时，各类费用必须折算后才能进行比较。可靠性投资与可靠性效益分析的主要目的是对其进行协调，以取得最佳经济效益。常用成本-效益分析法研究电力系统可靠性与其建设和运行的经济性之间相互制约和相互协调的关系。其中，电力系统可靠性成本定义为电力企业为使电力系统达到一定的供电可靠性水平而需要增加的投资成本和运行成本；可靠性效益定义为因电力系统达到一定的供电可靠性水平而使用户减少的停电损失，即获得的效益。由于某一可靠性水平可赢得的社会经济效益较难估算，因此常将可靠性效益用缺电成本，即由于电力供给不足或中断引起用户缺电、停电而造成的经济损失来表示。这样，就可以把可靠性成本与可靠性效益统一在电网的经济性上进行衡量，方便通过可靠性成本-效益分析进行电网规划。

dianli xitong nianfuhe quxian

电力系统年负荷曲线　（annual load curve of electric power system）　描述一年内负荷随时间变化的趋势。年负荷曲线的种类很多。按电力生产流程分，有年发电负荷曲线、年供电负荷曲线及年用电负荷曲线。按用电行业分，有第一产业年用电负荷曲线、第二产业年用电负荷曲线、第三产业年用电负荷曲线和居民生活年用电负荷曲线。按计时长短分，有年时序负荷曲线（一般按整点取负荷值或取小时电量）、年逐日最大发电负荷曲线及年逐月最大发电负荷曲线（通常也称为年负荷曲线）；此外，还有年有功（无功）负荷曲线、年平均负荷曲线、年持续负荷曲线等。

常用的年负荷曲线有年最大负荷曲线（包括年最大发电负荷曲线和年最大用电负荷曲线）、年平均负荷曲线和年持续负荷曲线。

（1）年最大负荷曲线是指一年内各月最大负荷随时间（以月度为单位）变化的曲线，主要反映对电力的需求水平。对于月最大负荷，中国习惯采用月最大负荷日的最大整点负荷；日本等国采用最大三日平均负荷（月内3个最大负荷日最大负荷的平均值），以避免因个别特殊点而影响年负荷曲线的代表性。

年最大负荷曲线主要受负荷构成、日平均气温、工农业年度生产周期等因素影响。不同地区的负荷曲线各不相同，一般在夏季和冬季各出现一个高峰（见图1）。另外，在缺电情况下，电网年内投产装机容量也对其有一定影响。

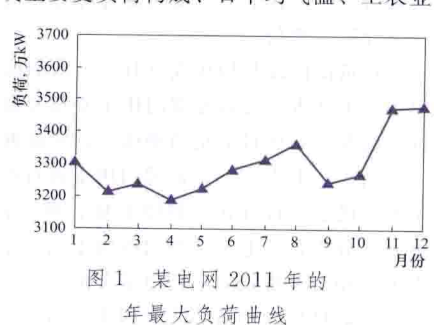


图1　某电网2011年的年最大负荷曲线

年最大负荷曲线主要用于年度分月的电力平衡，安排年度分月的发电设备检修计划、退役计划，组织系统内大用户进行统一检修，安排季节性用户用电等。

（2）年平均负荷曲线是指一年内各月平均负荷随时间（以月度为单位）变化的曲线，主要反映对电量的需求水平。

（3）年持续负荷曲线是指一年内负荷随时间（以小时为单位）变化的曲线。根据年时序负荷曲线，编制年持续负荷

曲线。年持续负荷曲线是以全年逐时负荷按由大到小的顺序排列而成的曲线（见图 2），反映年内负荷大小与其持续时间的关系。纵坐标表示负荷大小，横坐标表示持续时间，全年按 365d，每天 24h，日历小时 8760h 统计。影响年持续负荷曲线形状的主要是负荷分布的均匀程度。年持续负荷曲线主要用于进行电力系统计划和研究系统运行的经济效益。

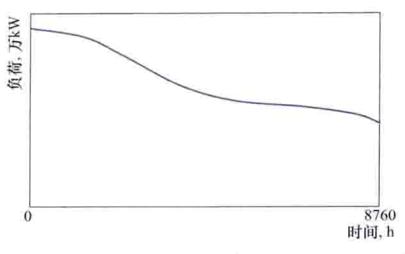


图 2 某电网年持续负荷曲线

dianli xitong rifuhe quxian

电力系统日负荷曲线

(daily load curve of electric power system) 描述一日内负荷随时间（以小时为单位）变化的趋势。通常有日负荷曲线和日持续负荷曲线两种，其中按一日内时序绘制的负荷曲线为日负荷曲线，按一日内负荷的大小及其持续时间绘制的负荷曲线为日持续负荷曲线。

日负荷曲线的种类很多。按发供用电环节分，有发电日负荷曲线、供电日负荷曲线和用电日负荷曲线；按季节分，有冬季日负荷曲线和夏季日负荷曲线；按用电行业分类分，有第一产业日负荷曲线、第二产业日负荷曲线、第三产业日负荷曲线和居民生活日负荷曲线，其中工业还可进一步分为冶金、化工、建材、机械、食品、纺织、电子等行业；按有功与无功分，有日有功负荷曲线和日无功负荷曲线。另外，还有反映一日内负荷水平与电量之间关系的日电量累积曲线。

不同地区、不同季节在工作日、周休日或节日的日负荷曲线各不相同。在实际应用中，一般采用有代表性的典型季节的日负荷曲线，包括典型日负荷曲线和典型日持续负荷曲线。

根据典型日负荷曲线可以得出典型日最大（最小）负荷和平均负荷。典型日最大（最小）负荷为每日 24 个整点负荷中的最大（最小）值。典型日平均负荷为每日 24 个整点负荷的平均值。典型日负荷曲线中小于日最小负荷的部分称为基荷，大于日平均负荷的部分称为峰荷，基荷和峰荷之间的部分称为腰荷。

日负荷曲线是构成周（月）负荷曲线的基础，其主要作用是：①电力系统调度部门用于安排发电计划。调度部门每日要编制发布次日的负荷曲线，以便据此安排各电厂发电出力计划；②电力系统计划部门用于进行电力系统的电力电量平衡、确定运行方式（调峰容量、调压和无功补偿方式等）及安全分析；③电量累积曲线用于电力系统电量平衡及在各发电厂和发电机组间进行电量分配。

影响日用电负荷曲线的因素很多，其中负荷结构对总体日负荷曲线的影响最大，另外需求侧管理措施对其也有一定影响。影响各行业日负荷曲线的因素各不相同：农业主要受季节、雨水、排灌设备容量比重等因素影响；工业主要受经营状况、生产班制、生产工艺、大型设备运行方式、季节等因素影响；商业主要受季节变化、气温变化、节假日、空调拥有率等因素影响；宾馆饭店主要受旅游季节分布、空调拥有率等因素影响；居民生活主要受季节变化、气温变化、收入水平、空调、电炊具拥有率等因素影响。

反映日负荷曲线特性的指标主要有日负荷率、日最小负荷率、日峰谷差和日峰谷差率。日负荷率为日平均负荷与日最大负荷的比率，日最小负荷率为日最小负荷与日最大负荷的比率，日峰谷差为日最大负荷与日最小负荷之差，日峰谷差率为日峰谷差与日最大负荷的比率。

dianli xiaofei goucheng

电力消费构成

(composition of electricity consumption) 一个国家（或地区）电力消费量中各行业和居民生活消费所占的比重，又称电力消费结构。在国际能源署（IEA）有关能源数据统计中，各行业大致分为农业、工业、运输业、商业和公共事业及其他等类别。

一个国家（或地区）电力消费构成的变化，通常与其经济结构特别是产业结构的变化密切相关。同样数量的国民经济产值，因产业结构的变化而有不同的电力消费量。国民经济中电力消费强度高的产业（行业）比重大，电力消费量就大；反之，电力消费强度低的产业（行业）比重大，电力消费量就小。与发达国家相比，中国电力消费量的高速增长，与产业结构中工业比重上升致使工业用电量增加，以及工业电力消费强度高于其他产业直接有关。

根据国际能源署（IEA）公布的数据，2009 年电力消费构成中的工业比重多数国家为 40%～55%，中国高达 72%；而商业和公共事业比重多数国家为 20%～30%，中国不足 5%；生活消费比重，中国为 13%，各国多在 20%～30%不等（见表 1）。

表 1 2009 年世界部分国家电力消费构成

国家	电力消费量（亿 kW·h）	电力消费构成（%）					
		农业	工业	运输业	商业和公共事业	其他产业	生活消费
中国	37032	2.6	72.1	0.9	4.6	6.7	13.2
南非	2478	2.3	68.3	1.4	11.5	0.6	15.8
墨西哥	2619	3.6	64.5	0.4	8.2	4.6	18.8
俄罗斯	9769	1.6	61.6	8.3	15.8		12.7
印度	9797	12.3	61.6	1.3	6.2	3.7	14.9
巴西	5061	3.3	56.3	0.3	20.0		20.1
韩国	4547	2.0	54.6	0.5	30.2		12.7
澳大利亚	2610	0.7	54.1	1.1	21.4		22.7
意大利	3376	1.7	49.8	3.1	25.0		20.4
德国	5802	1.5	49.4	2.7	22.4		24.0
加拿大	5697	1.7	44.2	0.6	25.3		28.1
西班牙	2860	2.0	43.7	1.1	27.9	1.0	24.3
埃及	1381	3.5	42.1		13.1	7.0	34.4
英国	3785	1.0	40.7	2.3	23.6		32.4
法国	5163	0.6	40.4	2.4	23.2	0.4	33.0
日本	10479	0.1	36.6	1.9	33.9	0.3	27.3
美国	42223		32.7	0.2	31.3	3.5	32.3
沙特阿拉伯	2171	2.3	26.7		24.4	0.2	46.4

注：各国按工业所占比重高低排序。中国国家统计局公布的 2009 年中国电力消费构成为：①农、林、牧、渔、水利业 2.5%；②工业 72.5%；③建筑业 1.1%；④交通运输、仓储及邮电通信业 1.7%；⑤批发和零售贸易业、餐饮业 3.1%；⑥其他产业 5.9%；⑦生活消费 13.2%。电力消费量包括可再生燃料和废弃物发电的数量。

资料来源：国际能源署（IEA）发布的各国 2009 年电力平衡表。

数据显示，中国以及墨西哥、南非、印度等发展中国家电力消费构成中工业的比重高于美国、日本、英国等主要发达国家大约20～30个百分点。这是由于发展中国家正处于工业化快速发展阶段，工业用电量增长超过其他产业；而主要发达国家在经济社会工业化发展和实现电气化进程中，经历了电力消费构成由以第二产业为主向以第三产业和居民生活用电为主的转变过程，致使第二产业用电比例大致在1/3左右，第三产业和居民生活用电比例各占1/3左右。

与主要发达国家相比，中国电力消费构成的特点是以工业为主，但比重已有所降低。根据中国国家统计局数据，中国电力消费量中工业电力消费所占比重，由1980年的82.22%，下降到1990年的78.22%和2000年的74.26%，之后多年在73%左右（见表2）。

表2　中国电力消费构成

项目	1980年	1985年	1990年	1995年	2000年	2005年	2008年	2010年
电力消费量（亿kW·h）								
电力消费量	3006	4118	6230	10023	13472	24940	34541	41934
农　业	270	317	427	582	533	776	887	976
工　业	2472	3283	4873	7660	10005	18522	25389	30872
建筑业	47	71	65	160	160	234	367	483
运输业	27	63	106	182	281	430	572	735
批零业	17	38	76	200	419	752	1017	1292
其他产业	69	122	202	234	623	1341	1913	2452
生活消费	105	223	481	1006	1452	2885	4396	5125
电力消费构成（%）								
农　业	8.98	7.71	6.85	5.81	3.96	3.11	2.57	2.33
工　业	82.22	79.74	78.22	76.42	74.26	74.26	73.50	73.62
建筑业	1.57	1.73	1.04	1.59	1.19	0.94	1.06	1.15
运输业	0.88	1.54	1.70	1.82	2.09	1.73	1.66	1.75
批零业	0.56	0.92	1.22	1.99	3.11	3.02	2.95	3.08
其他产业	2.29	2.96	3.25	2.34	4.63	5.38	5.54	5.85
生活消费	3.50	5.40	7.72	10.03	10.78	11.57	12.73	12.22

注：农业——农、林、牧、渔、水利业；运输业——交通运输、仓储和邮政业；批零业——批发、零售业和住宿、餐饮业。

资料来源：中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》电力平衡表。

中国电力消费构成的变化及其现状是与现阶段产业结构的变化趋势一致的。中国产业结构的变化趋势，一方面遵循主要发达国家的一般规律，即由产业结构初级化向产业结构高级化方向发展。另一方面，从国情出发，形成有中国特色的产业结构发展趋向：第一产业的份额将有明显的降低，但要比主要发达国家高；第二产业的份额将维持或略高于现有水平，高于主要发达国家；第三产业的份额将有明显的增加，但要比主要发达国家低。中国电力消费构成将继续维持工业用电比例降低、第三产业用电比例和居民生活用电比例升高的变化态势。

dianli xiaofei qiangdu

电力消费强度 (electricity consumption intensity)

单位国内生产总值电力消费量（或单位产值电耗），即一个国家（或地区）在一定时期内电力消费量与国内生产总值（GDP）之比。可表示为：电力消费强度＝电力消费量/国内生产总值。其单位通常为kW·h/万元。在分析比较不同时期的电力消费强度时，国内生产总值必须采用不变价格（计算各种总量指标时所采用的扣除了价格变动因素的价格，又称可比价格）计算。

电力消费强度是反映经济发展与电力消费关系的重要指标之一，是衡量一个国家（或地区）国民经济发展过程中电力利用经济效率高低的综合指标。在其他条件已定或相同的情况下，电力消费量的多少与电力经济效率的高低成反比，电力利用经济效率越高，电力消费量越少。

世界及部分国家1980年以来单位国内生产总值电耗及年均增减率见表1。2009年与1980年相比，各国电力消费强度有增有减，但增加者居多，发展中国家尤为明显；减少者主要是美国、德国、英国、加拿大等发达国家。在数值上，发展中国家明显高于发达国家，前者是后者的2～6倍。2009年，发达国家每万美元电耗（2000年可比价）在2000～4000kW·h，低于世界平均水平（4652kW·h）；而发展中国家高达5000～13 000kW·h，中国为12 606kW·h。这与经济发展阶段、技术进步水平、经济结构变化、电气化程度、人口增加和管理水平的差别等诸多因素有关。发展中国家工业用电量比例较高，居民生活用电量上升较快，使其电力消费强度随之升高。（见电力消费构成）

根据中国国家统计局的数据，中国每万元国内生产总值（2005年可比价）电耗，由1980年1696kW·h降低到2000年1160kW·h，又增加到2010年1333kW·h（见表2）。1981～2000年的20年间年均递减率1.88%，2001～2010年10年间年均增加率1.40%，1981～2010年的30年间年均下降率仅为0.80%。电力消费强度在波动中趋于下降，与同期能源强度大幅度下降（30年间年均下降3.89%）的态势形成了鲜明的差别。

表1　世界及部分国家1980年以来单位国内生产总值电耗及年均增减率

国　家	每万美元国内生产总值电耗（kW·h）				增减率（%）（负值为减少，正值为增加）		
	1980年	1990年	2000年	2009年	1981～2009年	1981～2000年	2001～2009年
世界总计	4575	4473	4378	4652	0.06	−0.22	0.68
俄罗斯		19620	29373	21893			−3.21
中　国	16433	14013	11240	12606	−0.91	−1.88	1.28
南　非	11026	14060	14602	12287	0.37	1.41	−1.90
埃　及	4810	5678	6662	8103	1.81	1.64	2.20
沙特阿拉伯	755	4865	6205	7979	8.47	11.11	2.83
印　度	7564	8807	8822	7881	0.14	0.77	−1.25
加拿大	8239	7654	7210	6162	−1.00	−0.67	−1.73
韩　国	3568	3331	4378	5814	1.70	1.03	3.20
巴　西	3235	4338	5116	4981	1.50	2.32	−0.30

续表

国家	每万美元国内生产总值电耗（kW·h）				增减率（%）（负值为减少，正值为增加）		
	1980年	1990年	2000年	2009年	1981～2009年	1981～2000年	2001～2009年
澳大利亚	4421	4467	4710	4558	0.11	0.32	−0.36
西班牙	3306	2855	3610	3865	0.54	0.44	0.76
美　国	5067	3728	3897	3488	−1.28	−1.30	−1.22
法　国	3058	2765	3323	3282	0.24	0.42	−0.14
墨西哥	1783	2214	2613	3005	1.82	1.93	1.57
意大利	2575	2289	2750	2856	0.36	0.33	0.42
德　国	3857	3529	2890	2778	−1.13	−1.43	−0.44
英　国	3249	2386	2437	2098	−1.50	−1.43	−1.65
日　本	2189	1827	2238	2047	−0.23	0.11	−0.99

注：主要国家按2009年每万美元国内生产总值电耗由高到低排序。单位国内生产总值电耗按2000年美元可比价计算。
资料来源：国际能源署（IEA）统计数据。

表2　中国1980年以来单位国内生产总值电耗变化

年份	电力消费量（亿kW·h）	国内生产总值（2005年可比价，亿元人民币）	每万元国内生产总值电耗（kW·h）
1980	3006	17725	1696
1985	4118	29472	1397
1990	6230	43043	1447
1995	10023	76745	1306
2000	13472	116114	1160
2005	24940	184937	1349
2010	41934	314580	1333

注：国内生产总值按2005年可比价计算。
资料来源：中国国家统计局历年《中国统计年鉴》和《中国能源统计年鉴》。

电力消费强度的概念和表示应用于各行各业，可计算各个产业（行业）的电力消费强度，即各行各业单位增加值电力消费量，用以判断和划分高耗电产业（行业）和低耗电产业（行业）。合理降低高耗电行业（即电力消费强度高的行业）增加值在国内生产总值中的比重，是产业结构优化的重要任务之一。

dianli xiaofei zai nengyuan xiaofei zongliang zhong de bizhong

电力消费在能源消费总量中的比重　（share of electricity consumption in total energy consumption）

电力消费量占能源消费总量的比例。其与发电能源在一次能源消费中的比重同是表征一个国家（或地区）经济社会电气化程度的重要指标。在能源消费总量中，电力消费量的比例越大，电力在能源和经济系统中的地位越重要，经济社会济电气化的程度就越高。

能源结构从传统的化石能源转向以可再生能源为基础的持久能源系统的过程中，以电能替代非电能源，是一个不可逆转的发展趋势。电能的使用已遍及经济和生活的各个领域，电力是现代社会发展的必需品。一个国家物质生产和人民生活的电气化水平不仅是反映该国先进与落后、发达与贫困的主要经济技术指标，而且也是该国的社会制度、劳动解放程度和居民生活水平对包括本国人民在内的世界人民有没有吸引力、凝聚力的重要社会发展指标之一。因此，电力消费量在能源消费总量中比例上升是世界各国能源和经济发展的共同趋势。表1列出了世界及部分国家电力消费占能源消费总量的比例。

表1　世界及部分国家电力消费占能源消费总量的比例（%）

国　家	1970年	1980年	1990年	1995年	2000年	2005年	2008年	2009年
世界合计	9.44	9.79	10.63	11.31	12.08	12.48	13.04	13.07
西班牙	13.64	13.87	12.01	13.28	14.79	16.18	17.83	18.75
日　本	13.92	14.42	14.85	16.37	17.32	16.83	17.89	18.18
加拿大	13.28	15.16	17.16	18.05	17.88	18.28	18.34	17.67
意大利	10.50	12.51	12.60	14.13	15.14	15.54	16.55	16.58
法　国	9.30	11.81	11.60	14.32	15.07	15.55	15.90	16.23
澳大利亚	10.94	11.85	12.89	15.04	15.40	16.85	15.98	16.01
美　国	9.05	12.42	11.83	14.03	14.60	15.30	15.70	15.76
英　国	11.01	12.35	11.47	12.87	13.90	15.10	15.38	15.38
德　国	9.32	11.39	13.33	13.46	14.01	14.65	15.09	14.99
韩　国	5.65	8.35	8.72	10.83	10.68	15.38	16.31	16.43
中　国	4.86	6.31	8.03	9.80	11.87	13.58	15.30	15.58
巴　西	10.67	10.52	13.35	14.14	15.00	14.88	14.83	15.27
埃　及	10.76	10.51	10.07	11.13	12.67	12.83	14.14	14.75
南　非	11.01	13.87	14.30	13.70	14.59	15.00	13.32	13.35
沙特阿拉伯	4.87	3.21	10.09		9.93	9.31	10.43	10.85
墨西哥	6.43	6.10	7.04	8.13	9.86	9.90	10.20	10.72
印　度	9.85	5.00	6.47	7.61	7.64	8.84	8.97	8.78
俄罗斯			7.41	10.04	10.59	10.93	11.41	11.57

注：按发展中国家和发达国家分列，并按2009年电力消费量占能源消费总量比例的大小排序。电力消费量均按电热当量折算为标准煤计算。
资料来源：国际能源署（IEA）统计数据。中国数据源自中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》。

中国能源产业确定以电力为中心的发展战略，其根本目的在于提高经济社会的电气化程度。1978年以来，中国经济社会电气化程度提高的重要标志是电力消费量在能源消费总量中的比例大幅度提高。按国际可比指标电热当量计算，中国电力消费在能源消费中的比重由1980年6.3%上升到2010年16.7%，上升10.4个百分点；这一比值已由低于世界平均值（1980年12.1%）转为高于世界平均值（2009年13.1%）。但与主要电力消费国家相比，中国仍处于中下游位次，2009年中国为15.58%，低于日、法、美、英等国。

按国内当年发电标准煤耗计算，中国电力消费量在能源消费总量中的比例由1980年20.6%上升到2010年40.3%，30年间上升19.7个百分点（见表2）。随着电力在能源系统和经济社会中地位的提高，电力消费在能源消费总量中的比例将继续增高。

表 2 中国电力消费量在能源消费总量中的比例

年份	电力消费量（亿 kW·h）	电力消费量在能源消费总量中的比例			
		按当年发电煤耗计算		按电热当量计算	
		能源消费量（万 t 标准煤）	电力消费所占比例（%）	能源消费量（万 t 标准煤）	电力消费所占比例（%）
1970	1159	29 291	18.32		
1975	1958	45 425	19.40		
1980	3006	60 275	20.60	58 587	6.31
1985	4118	76 682	21.37	74 112	6.83
1990	6230	98 703	24.74	95 384	8.03
1995	10 023	131 176	28.96	125 763	9.80
2000	13 472	145 531	33.60	139 445	11.87
2005	24 940	235 997	36.25	225 781	13.58
2006	28 588	258 676	37.80	247 562	14.19
2007	32 712	280 508	38.72	268 413	14.98
2008	34 541	291 448	38.16	277 515	15.30
2009	37 032	306 647	38.64	292 028	15.58
2010	41 934	324 939	40.26	307 987	16.73

资料来源：中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》及相关统计资料。

dianli xinxihua

电力信息化 (electric power informationization)

应用通信、自动控制、计算机、网络、传感等信息技术，结合企业管理理念，驱动电力工业由传统工业向知识、技术高度密集型工业转变，为电力企业生产稳定运行和提升管理水平提供支撑和引领变革的过程。电力信息化的实现包括发电、输变电、配电、用电和调度等环节在内的电力生产、传输、消费全过程的自动控制和调度，以及实现对电力系统规划、设计、建设、生产运行、电力营销和电力企业人财物、协调办公、综合业务等方面的信息化管理。

电力信息化主要包括电力生产过程自动化和电力企业管理信息化。电力信息化的建设内容主要包括电力信息基础平台、业务应用和保障体系。电力信息基础平台为电力生产自动化和电力企业管理系统的信息传输和业务集成提供基础支撑。安全防护、标准规范、评价考核等措施为电力企业信息化提供坚强保障。

基础平台建设 建设内容包括：①数据中心、数据交换、数据集成、企业门户、信息通信网络等。②基于电力专用网、公共数据网、虚拟专用网络（virtual private network，VPN）、卫星网络系统和地面光纤网络搭建电力企业级信息通信网络，对所属企业实现网络覆盖。

业务应用 包括企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）、电力营销、安全生产、电子商务、科研管理、电力市场交易、综合业务类与企业管理相关的业务应用，以及发电和输变电设备状态检测检修、电网空间信息、视频监视、厂级监控信息系统（supervisory information system，SIS）、燃料管理、移动作业平台和能量管理系统（energy management system，EMS）、广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）、电网动态稳定监测预警等与安全生产相关的系统等。

保障体系 包括安全防护体系、标准规范体系、管理调控体系、评价考核体系、技术研究体系和人才队伍体系。

安全防护体系 采取信息安全主动防护策略，推广等级保护，健全风险评估，建立信息安全应急、通报管理等机制和应急预案体系，具备调度灾备功能。

标准规范体系 建设信息网络、信息资源、信息应用、信息安全和管理运行等相关标准，推进信息化项目规范化管理。

管理调控体系 建立现代信息技术管控体系，编制集团企业统一的信息化规划，实现信息化项目全过程管控。

评价考核体系 将信息化工作指标纳入企业主要负责人业绩考核，推进信息化评价考核、同业对标和信息化企业评价指标研究。

技术研究体系 开展电力新技术研究，开发具有电力特色的系统集成和满足安全要求的软、硬件系统。

人才队伍体系 培养信息化管理、建设、运维、应用、安全督查及通信等复合型专业人才梯队。

发展 电力信息化经历了起步阶段、发展阶段和整合加速阶段三个主要发展阶段。

起步阶段 20 世纪 60 年代开始，以电力生产自动化为重点，逐步实现了以电子计算机为基础的电网调度自动化、电厂生产自动化、电力负荷控制预测、计算机辅助设计、电力仿真和会计电算化等业务。

发展阶段 20 世纪 90 年代中期开始，电力行业信息通信网络建设全面展开，计算机在生产和管理中得到广泛应用，逐渐由业务操作层向管理层延伸，从单机、单应用向网络化、整体和综合性应用方向发展，建成了独立的专项业务管理信息系统。

整合加速阶段 21 世纪初期，按照企业集团化管理的需求，在分散建设业务应用系统的基础上，整合各项业务系统，建设一体化企业级信息系统成为主流思路。数字电力系统、数字化电网和坚强智能电网、信息化企业等概念先后被提出并不断演进。数据采集与监控系统（SCADA）、能量管理系统（EMS）全覆盖地级以上调度机构。基于一体化信息集成平台，将企业资源计划、生产管理、协同办公、电力营销、综合管理等业务系统数据统一由数据中心管理，通过企业门户集中提供服务。电力信息安全和应急体系建设得到发展，一些企业启动信息系统集中式灾备中心和备用调度建设。电力信息化正向着电力生产和企业管理的过程自动化、流程规范化和运营智能化，以及两者深度融合的方向发展。

见发电厂信息化、电网信息化。

dianli xinxihua gongcheng

电力信息化工程 (power informationization project)

构造现代化电力企业信息管理平台及应用的过程。具体包括将信息技术、自动化技术、现代管理技术与制造技术相结合，通过有效管理生产经营活动中的各种信息，改善企业经营、管理及生产环节，实现企业内外部信息的共享和有效使用，提高电力企业效率和创新能力，降低能耗，从而实现企业管理信息化、生产过程自动化、制造装备数控化及咨询

服务网络化。

内容 信息化工程建设伴随人们的主观认识与客观需求的深入而不断发展，伴随了企业生命过程中的全阶段，主要技术包括一体化信息平台、数据整合、应用整合、流程整合、信息编码标准化等。

应用 信息化工程在电力行业得到了广泛的应用，包括面向服务的体系结构（SOA)、企业服务总线（SEB)、企业资源计划（ERP)、企业信息门户（EIP)、企业应用集成（EAI)、网络平台支撑、决策支撑系统等。

特点 电力信息化工程建设是一个庞大的系统工程，涉及面广，工程技术较复杂，实现难度大。信息化的进程不断推进，社会和企业的需求不断提高，信息本身瞬息万变，新产品和新技术的生命周期不断缩短，迫使信息化必须在有限的技术和产品生命周期内发挥作用。这决定了电力信息化工程必须具有时效性和持久性的双重特性。

关键步骤 电力信息化工程建设是一个不断调整不断完善的复杂过程，不仅需要在建设之初就构建起全局规划，更需要各参与方长时间的协调和努力，制订有效需求和合理的设计方案，从全局管理角度逐步完善制度建设，做到信息化工程的有效控制和全面建设。5个关键步骤：①建设统一标准基础设施；②建设应用集成基础设施；③集成信息门户和各个信息系统；④集成行业内个单位信息接口；⑤建设对接ERP系统界面。

发展 中国电力信息化工程的发展经历了三个阶段。第一阶段为20世纪60年代电力信息化建设的初期，主要应用在发电厂和变电站自动监测、控制方面，限制在科学计算和工程计算的单一工程及其建设；第二阶段为20世纪80～90年代，进入电力系统专项业务应用阶段，也就是进入电网调度自动化、电力负荷控制、计算机辅助设计、计算机仿真系统等的使用阶段，企业开始关注开发建设管理信息的单项应用系统工程建设；第三阶段为进入90年代后，系统建设工程进入高速发展时期，信息技术应用进一步发展到综合应用，由操作层向管理层延伸，实现管理信息化，并逐步开展各级企业的管理信息系统工程建设。

随着单机、单项目应用向网络化、整体性、综合性应用发展，从局部应用发展到全局应用，相应的系统工程建设也从专项建设发展到全局整体建设。中国电力系统的规划设计、基建以及发电、输变电、配电、用电等各环节均有信息技术的应用，系统建设工程也广泛存在于电力生产、应用、管理及经营的各环节。

见工程项目管理信息系统、业务应用管理信息系统、电网信息化。

参考书目

潘明慧．网络信息安全工程原理与应用．北京：清华大学出版社，2011.

dianli xinxi jishu biaozhun

电力信息技术标准 (technology standards for electric power information) 对电力行业信息化规划、设计、建设、验收、运行维护、安全、评价等方面的重复性事务和概念所制定的统一执行的技术规定。通过电力信息技术标准的制定，可以使电力行业信息化领域的活动达到规范化的程度。

主要内容 包括信息技术基础标准、信息网络标准、信息资源标准、信息应用标准、信息安全标准和管理运行与服务标准等。

信息技术基础标准 由基础软件标准、软件工程标准和硬件环境标准3个部分组成。其中软件工程标准包含软件工程过程标准、质量标准、技术与管理标准和软件工程工具与方法。

信息网络标准 由网络体系结构标准、工程标准、接口标准、交换传输与接入标准及管理标准5部分组成。

信息资源标准 由信息分类、编码标准、数据元标准、元数据标准及业务文档格式标准5个部分构成。其中信息分类与编码标准包括信息分类与编码通则、综合代码、区域场所地理信息代码、机构代码、人力资源代码、营销代码、工程设计代码、物资代码、设备代码、安全代码、科学技术代码和环境保护代码等。

信息应用标准 由业务应用标准、信息集成平台标准和支撑服务标准3个部分构成。其中支撑服务标准包含信息表示和处理、资源定位、数据访问、目录服务、消息服务、事务处理、业务访问和流程控制。

信息安全标准 由安全基础、物理、网络、系统、应用及数据安全标准等部分构成。

管理运行与服务标准 由通用管理标准、信息技术服务管理标准和安全运行标准等部分构成。

沿革 国际信息技术标准工作主要由国际标准化组织（ISO）和国际电工委员会（IEC）共同组建的联合技术委员会ISO/IEC JTC1负责，其工作范围包括信息技术领域的标准化，涉及信息的采集、表示、处理、安全、传送、交换、显示、管理、组织、存储和检索相关的系统及工具的规范、设计和开发。

1983年，中国全国信息技术标准化技术委员会（CITS，简称信标委）成立。信标委在国家标准化管理委员会与工业和信息化部的共同领导下，负责全国信息技术领域及与ISO/IEC JTC1相对应的标准化工作，下设24个分技术委员会和特别工作组，是国内最大的标准化技术委员会。电力信息技术领域行业标准主要由中国电力企业联合会负责管理，其下属的电力行业信息标准化技术委员会具体负责电力行业的信息技术标准制定与修订工作。多数电力企业也制定了电力信息技术企业标准，规范本企业信息化活动。

参考书目

何秀文，等．中国标准化通典：企业卷．北京：中国大百科全书出版社，2003.

dianli xuqiuce guanli

电力需求侧管理 (power demand side management, DSM) 通过激励手段引导电力用户改变终端用电行为的管理活动。参与电力需求侧管理的主体包括政府部门、发电企业、电网企业、能源服务企业以及电力用户，其目的是提高终端能效，减少电力需求和电量消耗，实现社会效益和经济效益。

主要措施 可分为技术、经济、行政和宣传教育4个方面。

技术措施 包括：①改善用户工艺，采用先进的节电技

术，提高终端设备效率。②建筑节能设计和改造。③负荷控制技术。④开发以蓄热蓄冷为主的蓄能技术等。

经济措施　包括：①电价驱动，推行峰谷分时电价、季节性电价、可中断电价、功率因数调整电费、负荷率奖惩等。②用户回扣和低息贷款。③为用户提供用电审计服务。④对购买节电产品的用户给予折扣优惠，向提供节电产品或技术服务的企业提供市场或与之联合经营。

行政措施　主要是政府或行政主管部门出台有利于电力需求侧管理的政策法规。

宣传教育措施　利用各种大众传媒手段进行宣传、教育、交流和示范等。

管理阶段　由方案设计、方案实施和监控三个阶段组成。

方案设计阶段　主要工作是确定改善负荷形态或者扩大用电市场；对为达到既定目标拟采取的技术经济措施进行评估和选择。评估和选择需求侧管理措施的步骤是：①通过分析用户对各种措施的可能接受程度（用户参与率）及各种措施对电力企业达到既定目标的可能效果，对措施进行筛选。②筛选时考虑所选的需求侧管理措施与供应侧装机措施的协调，对输配电系统和电价的影响以及受政策法规的约束等问题。③对每个备选方案分别从电力企业、用户（参加和不参加需求侧管理的用户）及全社会角度进行一系列成本/效益分析。

方案实施阶段　根据各方案的净效益现值或效益成本比，将各方案排队，并付诸实施。这部分工作称为综合资源规划（integrated resource planning，IRP）或最小成本规划（least cost planning，LCP）。

方案监控阶段　在实施过程中，需对全过程进行监控，以保证实施结果符合要求。还需按照预定目标评价分析实施结果，提出反馈信息，为电力需求侧管理的实施提供依据。监控的关键是设法获得电力需求侧管理实施效果的准确数据。

dianli xuqiu xiangying

电力需求响应　（power demand response and management）　当电力批发市场价格升高或系统可靠性受到威胁时，电力用户接收到供电方发出的诱导性减少负荷的直接补偿通知或者电价上升信号后，改变其固有的用电模式的行为。需求响应改变了传统的发电跟踪负荷变化的运行模式，将大量用电负荷的响应行为作为系统运行备用，以平抑波动，可有效解决系统备用短缺，输配电能力不足等问题，大大降低由于系统容量短缺造成轮流停电的概率，提高供电可靠性。如果长期实施需求响应，可以使日负荷曲线逐步趋于平滑，起到降低高峰负荷和提高负荷率的作用。高峰负荷的降低可以推迟电源装机，系统的平稳运行可以避免机组的频繁调节，稳定的机组出力可以降低发电煤耗，所有电网设备资产的使用效率和寿命均可得到提高，从而全面降低电网运行维护带来的成本。

需求响应将电网负荷作为一种调节手段，可以适应可再生能源间歇性波动的特征，从而提升新能源的接纳能力。基于智能电网中先进的传感与控制技术，空调、热水器、电冰箱等用电设备可以感知电网的频率漂移和电价变化，根据事先设定的策略实现自动实时控制。如果在大范围内实施需求响应，可以降低可再生能源的间歇性和波动性影响，弥补可再生能源发电的不确定性。电力需求响应可以分为补偿激励型需求响应和分时电价型需求响应。

补偿激励型需求响应　用户在系统需要或者电力紧张时减少电力需求，以此获得直接补偿或其他时段的优惠电价。它包括：①直接控制负荷管理。供电方直接远程控制用户的电器或设备，在必要时发出紧急通知后，系统操作员可以中断向被控制电器或设备的电力供应，而用户则获得相应补偿。②可中断负荷响应。供电方与用户签订协议，在电力短缺或系统突发事件发生时要求用户减少需求，而用户则享受优惠电价或直接经济补偿。③紧急电力需求响应。这是为系统稳定性受到威胁而设计的，供电方为用户减少负荷提供补偿，用户自愿选择参与或放弃。④可保证电力需求响应，当系统突发事件发生或稳定性受到威胁，可保证电力需求相应被触发时，执行方为参与者提供可保证补偿，而用户则有义务减少预定电力负荷，否则将受到严重处罚。⑤回购响应。回购响应鼓励大型用户在其提议的价格下自愿减少电力需求，或在被公布的补偿价格下明示自愿减少的负荷量。

分时电价型需求响应　当用户接收到电价上升的信号时减少电力需求，而在其他时段则享受优惠电价。它包括：①分时电价响应。电价在一年不同的季节或一天不同的时段不同，但变动幅度不大。通常是根据以往经验，将电力需求高的时段设定为高价段，而在其他时段给用户优惠的电价，并期望用户响应电价，改变其需求模式。②临界峰值电价响应。它的高价时段电价远远高于其他时段的价格，并且只有在电力趋于高度紧张，需求趋于临界峰值，系统稳定性受到威胁时，由供电方发出短期通知后才可实施。③实时电价响应。电力零售价格不是提前设定，而是直接受批发价格的影响而呈逐时持续变化状态，也可根据预测或者经验提前一天通知逐时电价，以便于用户提前计划需求，以响应电力供应市场。

dianli xuqiu yuce

电力需求预测　（forecast of electric power demand）

通过分析历年国民经济、社会发展和电力消费情况，依据电力消费与国民经济发展的关系，以及预测期内国民经济和社会发展的趋势，对预测期内电力需求进行测算的工作。它是电力市场管理的重要组成部分和编制行业计划的基础，也是电力企业编制企业计划、确定投资项目和进行经营活动的依据。一般包括中长期电力需求预测、年度电力需求预测、短期电力需求预测等。

内容　包括电力需求量（即需电量）预测和电力需求特性（即最大电力负荷及负荷特性）预测。①需电量预测，一般按照全社会和电网两个口径进行预测，包括需电总量，第一、二、三产业和居民生活用电量，分行业（或部门）需电量。②最大电力负荷预测，一般可按全社会、电网和统一调度口径进行预测，包括年最大负荷、分地区年最大负荷，以及分行业年最大负荷。最大电力负荷预测值加上保证电网安全可靠运行的各种备用容量（见电力系统备用容量），可得到计划期内电网应达到的装机容量，该装机容量扣除基准年

已有的装机容量，即为计划期内应净增的装机容量。③负荷特性预测，一般可按全社会、电网和统一调度口径对全社会及分行业（或部门）的典型日负荷曲线、典型周负荷曲线、月负荷曲线、年负荷曲线及年平均负荷率、年最小负荷率、年最大峰谷差、年最大负荷利用小时、典型日平均负荷率和日最小负荷率等进行预测。有的还预测全社会及分行业年时序负荷曲线。

步骤　①收集基础数据。一般收集连续5年以上的社会、经济发展，分行业用电情况的数据。社会、经济发展的数据主要包括国民生产总值，进出口值，第一、二、三产业产值，财政收入，物价指数，人口数等；用电历史资料主要指分行业用电资料，包括第一、二、三产业用电量和负荷资料；分地区电力资料，包括装机容量、用电量和负荷资料等。②数据整理与分析。包括将经济、行业、人口、温度、季节等数据进行归类整理。另外，在整理过程中需要将异常数据进行有效处理，降低异常值对趋势的影响。③对电力需求与社会经济发展的相关性进行定性、定量分析和预测。定性分析主要是分析国家及地区的宏观环境对本地区预测期内经济发展和电力需求的影响；分析预测期内经济发展的有关因素（经济发展水平、经济周期波动、产业结构状况等）对电力需求的影响；分析预测期内社会发展有关因素对电力需求的影响。定量分析主要是分析和预测电能在一次能源消费中的比重、电能与其他能源的相互替代等对电力需求的影响；分析和预测各行业用电产值单耗和人均用电单耗变化；分析和预测生活水平变化、电价和电价结构变化、季节和温度变化对用电的影响。④采用多种预测方法进行电力需求预测。⑤进行误差分析或后验差检验，选择最优预测模型。包括绝对误差分析、相对误差分析、均方误差分析、标准误差分析等。经过对比、实施条件和实施难度分析，选择精度比较高，实施难度和条件比较低的方法作为最优预测模型。⑥输入最新数据，对预测模型进行滚动修正。

方法　世界各国都十分重视电力需求预测工作，对电力需求预测方法进行了大量的研究、改进与完善，不断采用应用数学、数量经济学、系统工程及管理信息学等理论，同时广泛应用计算机技术和信息技术，发展和创造了多种科学预测方法，充分揭示国民经济各部门用电发展变化的规律，提高了预测的科学性和准确度。根据电力需求与社会、经济发展的紧密相关性，中国电力计划工作者对电力需求预测方法也开展了大量的研究工作，已将多种科学预测方法（单耗法、回归分析法、时间序列法、投入产出法、专家估计法、比较法、负荷密度法、人工智能法、电力弹性系数法、最大负荷预测法、负荷曲线修正法、分解预测法、部门分析法、比例预测法、计量经济学法情景预测法和组合预测法等）运用于实际工作之中，取得了较好的效果。

dianli zhongqi fazhan guihua

电力中期发展规划　(medium term development planning of electric power industry)　对未来5～15年电力工业发展和建设目标制定的计划。在中国，一般指电力工业五年规划和规划期为5～15年的电力工业发展规划。根据国民经济和社会发展的需要、电力长期发展规划的总体要求、电力工业现状和未来5～15年逐年的电力需求预测进行编制，并纳入国民经济和社会发展中期计划。五年规划是根据规划地区国民经济和社会发展五年计划的安排，研究国民经济和社会发展五年计划及经济结构调整方案对电力工业发展的要求，深入研究电力需求水平及负荷特性、电力电量平衡、环境及社会影响等，提出5年内电源、电网结构的调整和建设原则，需调整和建设的项目、进度及顺序，进行逐年投融资、设备、燃料及运输的平衡，测算逐年电价、环境指标等，开展相应的规划工作。五年规划是编制、核准项目申请报告和可行性研究报告书的依据，是电力发展规划工作的重点。规划期为5～15年的电力工业发展规划，根据规划地区的国民经济和社会发展目标、电力需求水平及负荷特性、电力流向、发电能源资源开发条件、节能分析、环境及社会影响等，提出计划水平年电源和电网的布局、结构和建设项目，对建设资金、电价水平、设备、燃料及运输等进行测算和分析。

概况　中国电力中期发展规划的重点是五年规划。1949～2010年，与国民经济和社会发展五年计划相对应，共编制了11个五年规划。1988年，能源部组织编制《能源工业中期发展计划纲要（1989～2000年）》，之后又陆续编制了《电力、水电和核电的“八五”计划和十年规划设想》，明确提出了电力工业发展原则，预测到2000年全国发电装机容量和发电量分别达到2.4亿kW和12 000亿kW·h，并对水电、核电、火电的战略布局、电网布局和发电能源运输做出了安排。1995年电力工业部编制的第九个五年规划，贯彻开发与节约并重和可持续发展的方针，提出2000年全国发电装机容量达到3亿kW，发电量14 000亿kW·h，并对全国电网发展进行了规划。

2010年4月，中国电力企业联合会组织编制《电力工业“十二五”规划研究报告》，这是中国电力体制改革以来首次由行业协会发起、组织编制的电力行业发展规划研究。2011年又对2010年版规划进行滚动更新。

内容　包括电力需求预测、节能分析、能源与资源、电力供需平衡、电源规划、电网规划、环境和社会影响分析、投融资计划、电价预测分析、综合评价等。

(1) 电力需求预测。以国民经济和社会发展计划为基础，研究国民经济和社会发展的各种相关因素与电力需求之间的关系，预测未来的需电量和电力负荷。电力需求预测包括：①各年（或水平年）需电量；②各年（或水平年）一、二、三产业和居民生活需电量；③各年（或水平年）分部门、分行业需电量；④各年（或水平年）经济区域、行政区域或供电区的需电量。电力负荷预测包括：①各年（或水平年）最大负荷；②各年（或水平年）代表月份的日负荷曲线、周负荷曲线；③各年（或水平年）年时序负荷曲线、年负荷曲线；④各年（或水平年）的负荷特性和参数，包括平均负荷率、最小负荷率、最大峰谷差、最大负荷利用小时等。

(2) 节能分析。主要是研究能源使用状况和节能政策，鼓励节能项目的开发和推广，逐步提高发电能源在一次能源消费中的比重及一次能源的利用率，从需求侧、发电侧、电网侧等方面进行节能分析。需求侧节能分析的重点：①提高

电力利用率、推广高效用电设备、采用节电型生产工艺、提高设备运行水平；②实行分时电价、调整用户用电方式、开发低谷电力市场和夜间蓄冷、蓄热技术等。发电侧节能分析的重点：①提高水电及其他可再生能源占发电能源的比重；②火电尽量选用大容量、高参数的高效率机组，及时淘汰拆除高能耗、低效率的机组；③推广热电联产；④加大老电厂技术改造力度，加强科学管理，降低电厂的发电能耗和厂用电率。电网侧节能分析的重点是：①优化输电、供电系统网络结构，简化电压等级，缩短低压供电距离，合理配置无功补偿装置；②推广节能型输变电设备，提高电网技术装备的科技含量；③促进区域之间联网，提高电网运行的经济性；④提高电网的自动化水平和调控手段，实行经济调度等。

（3）能源与资源。①分析江河、湖泊、地下水等水资源的分布、蕴藏量、开发前景及主要技术经济指标，提出计划期内可开发的水电资源容量以及可用于火电开发的水源和水量；②分析煤、油、气、核燃料资源的储量、分布、生产能力及开发利用情况，提出计划期内可用于发电的资源数量和质量；③对风能、太阳能、地热能、海洋能、生物质能等可再生能源进行分析，提出上述能源开发利用前景；④研究提出计划期内可供建设的水、火、核电厂等的备选厂址、输电线路走廊和变电所所址；⑤根据本地区内的铁路运输、航运能力和港口码头吞吐能力的现状和发展计划，分析提出与资源开发配套的可用于发电燃料输送的相应运力要求；涉及跨地区燃料输送的，应分析燃料输出或输入地区的铁路、航运、港口等交通运输条件，必要时对输煤与输电做技术经济比较。

（4）电力供需平衡。①根据本地区电力市场的需求水平及特性，在电力供需平衡分析的基础上，提出合理的发电装机总容量、各类电源装机进度、需要与区外系统交换的电力和电量，并对电源布局和结构、合理供电范围等提出要求；②根据不同的工作要求，选用逐年或代表年、逐月或代表月、周典型负荷曲线或日典型负荷曲线进行平衡，对于水电比重较大且调节性能差的地区或周负荷波动较大的地区宜选用周典型负荷曲线进行平衡；对水电比重大的地区，应选用丰、平、枯三种水文年进行平衡，必要时还应对特枯水年进行校核。

（5）电源规划。依据和原则是实行大、中、小开发相结合，推进水电流域梯级综合开发，加快抽水蓄能电站的发展；推行煤电一体化开发，加快建设大型煤电基地，鼓励发展热电联产，推进煤电绿色开发；理顺核电发展体制，加快推进市场化、专业化进程。建立立足国内、面向国际的核燃料循环体系；积极推进技术较成熟、开发潜力大的风电、太阳能发电和生物质发电等可再生能源发展；加快分布式可再生能源发电建设；促进可再生能源技术和产业发展，提高可再生能源技术研发能力和产业化水平；天然气（包括煤层气等）发电要实行大中小相结合；结合引进国外管道天然气和液化天然气，在受端地区规划建设大型燃气机组，主要解决核电、风电、水电等季节性电能对电网的调峰压力，在气源地规划建设燃气机组，解决当地用电问题；结合城乡天然气管道布局，规划建设分布式冷热电多联供机组，提高能源利用效率。

（6）电网规划。按照资源优化配置和统一规划原则，以安全可靠为基础，突出整体经济效益，满足环境保护要求，加强电网结构，统筹考虑城网、农网规划，研究跨区送电、跨区联网、全国联网和与周边国家联网，提出合理的电网方案。重点是研究目标网架，论证目标网架的最高电压、输电方式、供电规模，优化结构，进行稳定评价。

（7）环境和社会影响分析。主要是按照国家环境保护的法律、法规，分析电力发展方案对环境和社会的影响，结合区域环境要求，从以下内容中选取规划中需分析的指标：火电厂的二氧化硫和氮氧化物排放量、烟尘排放量、废水排放量、固体废弃物产生量、燃煤电厂平均除尘效率、粉煤灰综合利用率、煤耗、水耗、占地面积、线路走廊、水电站水库淹没面积、生态环境、核电厂乏燃料产生量与采用洁净煤发电技术（包括脱硫）相对应的装机容量、环保投资及占总投资的比重等。

（8）投融资计划。主要是分析国家宏观经济条件，包括财政、货币、投资政策和企业效益对资金供给量的影响，合理确定国内融资需求规模；根据电力行业的国内融资缺口、设备供应、技术要求、外债偿还和吸收消化能力，提出合理利用外资的规模和结构。对五年规划要做到：①对五年规划方案中电源、电网、环境保护等方面分项目、分年度的投融资需求量进行静态和动态测算；分析工程造价、物价指数、汇率、利率和筹资费用等因素对投融资需求量的影响，研究降低融资需求量的措施。②比较各种投融资结构和融资方式的经济性和可能性，提出合理的投融资方案。采取适当的融资结构和滚动贷款机制，降低融资风险，控制融资成本和对电价上扬的影响。利用外资时，要了解国际金融市场的长短期利率趋向，注意分析汇率、利率风险和掉期成本等。③在投融资供需测算基础上，对五年规划的资金流进行优化，做到资金平衡，避免资金沉淀，提高利用效率，全面降低成本。

（9）电价预测分析。主要是根据国家政策、计划方案、环境影响、投融资需求及社会对电价的承受能力等，预测计划期内需要的电价结构和电价水平，对电价形成机制、与电价相关的政策和电价监督管理提出措施建议。五年规划还要预测提出逐年的上网电价、互供电价、输电电价、销售电价的水平和结构，为实施同网同质同价，促进发电企业公平竞争创造条件。

（10）综合评价。从环境、社会、技术和经济等方面对提出的各电力发展规划方案进行综合评价，评价其是否符合国民经济和社会发展需要，是否符合可持续发展战略，是否体现最大范围内的资源优化配置，是否贯彻以市场为导向、经济效益为中心的原则。在综合评价的基础上提出推荐的电力发展规划方案。综合评价必须采用定性和定量相结合的分析方法，条件允许时应尽量增加量化分析。采用定量分析方法时，可直接进行货币量比较，或根据上述指标的相对比例及权重，以加权平均的方式确定不同方案的分值，综合确定计划方案的优劣次序。

电力企业规划　在企业发展战略指导下编制，一般为五年规划，实行动态管理，每年修订一次。电力企业规划包括企业现状分析、企业外部环境分析、电力需求预测、电源与电网规划、电价预测分析、企业的投资领域及项目选择、存量资产重组及结构调整、市场营销、科技创新、人力资源开发、精神文明建设与企业文化、资金筹集、经济评价、风险分析、社会效益分析、综合评价、结论和建议等内容。

dianli ziyuan jieyue

电力资源节约 (resource conservation for power industry) 电力开发建设及生产活动中提高能源转换效率，减少资源消耗以及电力网电能损失的活动。资源节约范围一般包括节能、节电、节油、节水、节约占地和综合利用等；专业上可划分为发电资源节约、电网资源节约和用户资源节约等。

发电资源节约 优化电源结构，发展高参数、大容量、环保型、节约型机组，因地制宜建设分布式电源；淘汰落后机组及设备，开展节能技术改造；采用热电联产，实现能量的梯级利用；采用空冷机组、城市中水（经过城市污水处理后达到可供工业和其他行业再利用的水）回用、海水淡化等措施减少发电所需淡水用量；采用等离子点火装置或微油点火技术节约锅炉点火用燃料油；科学规划、合理布置，最大限度减少电力工程建设占地；开展粉煤灰综合利用、脱硫石膏综合利用等。

电网资源节约 优化电网建设，提高能源资源配置能力；开展城乡电网改造；采用先进输、变、配电技术和设备，淘汰落后技术和设备；采用特高压输电技术，降低长距离输电损耗，同时减少单位输送电能的出线走廊面积；开展电力系统无功补偿与无功优化；发展智能电网，促进可再生能源发电的接入并实现用户与电网之间的互动；优化电网经济节能运行方式，开展节能发电调度；开展电力需求侧管理，推行差别电价、错峰用电、可中断负荷用电等经济手段。

用户资源节约 鼓励发展低能耗、低污染的先进生产能力，淘汰落后生产能力；促进余热余压利用、电机系统节能和能量系统优化；推广节能省地环保型建筑和高效照明产品；强化交通运输节能；推进水资源节约利用、资源综合利用和垃圾资源化利用；实施能效标识和节能节水产品认证管理等。

dianliangzhi dianjia

电量制电价 (electric energy price) 以消费或送受电量作为计算标准确定电费的一种电价制度。电量制电价有广义和狭义之分。狭义的电量制电价指单一电量制电价；广义的电量制电价还包括两部制电价中的电量电价。一般的电量制电价是狭义概念，计算公式为

$$A=E\left(\frac{x}{t\alpha}+y\right)$$

式中 A 为用户电费；E 为用户用电量；x 为每千瓦容量成本；y 为每千瓦时电量运行成本（包括相应的税金、合理利润）；t 为累计用电时间；α 为用户负荷率。

当用户负荷率无较大差别时，上式中的 $(x/t\alpha+y)$ 可视为某一常数 P，则用户累计用电时间 t 的电费计算公式为

$$A=EP$$

式中 P 为用户的电量制电价。

电量制电价简便易行，但不能全面反映电力成本特性。一般用于用电量较少的居民用户，对大工业用户不利。

dianneng

电能 (electric energy) 电荷及电荷运动所具有的能量。电荷是指物体或构成物体的质点所带电的量，是物体或系统中元电荷的代数和。任何物质都含有带电的粒子，如电子和质子。由于物质内部正、负电荷的中和作用，物质对外呈电中性。当物质的正、负电荷分离后，即在其周围出现电场，电荷在电场中受到电场力的作用而移动做功，这种做功的能力即为电能。电源作为电能的一种提供装置，能够将其他形式的能量（机械能、化学能、热能等）转化为电能。在电源内部，非静电力产生局外场强，将正负电荷分离，并维持电荷的连续运动。运动的电荷可产生磁场，而变化的磁场又可转变为电场。

电能有各种形式，如直流电能、交流电能、交流工频电能和高频电能等。常用的电能单位为千瓦·时（kW·h），1kW·h=3.6×10⁶J。

电能的传递，既可以通过带电粒子的相互作用实现，又可以通过辐射方式实现（如电磁波的传播）。电能的传播速度为 3×10^8 m/s。

电能既可以以静电场的形式储存于电容器中，又能以振荡电流的形式储存于电感、电容网络中，但还不能以电能形式直接大量储存，而只能转换成其他形式的能量来储存。蓄电池是以化学能的形式储存电能；抽水蓄能电站是以势能的形式储存电能等。电能可以大量生产且容易转换成其他形式的能量，便于远距离输送、集中管理、自动测量和控制，在动力、照明（见图）、冶炼、电镀、电热、通信等领域使用广泛。电能已成为人类生活、社会生产活动中最常用的一种能量。电力消费在能源消费总量中的比重不断增大。



济南奥体中心夜景（徐可　摄）

现代电力工业提供给用户的电能都有规定的电能质量标准。电能质量指标主要有频率和电压的最大偏移值、电压的波形质量以及三相不平衡度等。

dianqi fangwu caozuo bisuo zhuangzhi

电气防误操作闭锁装置 (electrical locking device to prevent misoperation) 为防止误操作，在高压电气设备上装设的、按一定规律和程序互相制约、互相控制的联锁部件或回路。电气防误闭锁装置应实现5种功能［防止误分、误合断路器，防止带负荷拉、合隔离开关或手车触头，防止带电挂（合）接地线（接地开关），防止带接地线（接地开关）合断路器（隔离开关），防止误入带电间隔，简称“五防”功能］。电气防误闭锁装置是防止电气设备误操作所采取的最直接、最重要的技术措施。“五防”功能除防止误分、误合断路器现阶段因技术原因可采取提示性措施外，其余四防功能应采取强制性防止电气误操作措施。发电厂、变（配）电

站凡有可能引起误操作的高压电气设备，均应装设防误闭锁装置。

1980 年，中国电力工业部提出开展防止电气误操作工作，根据设备特点和操作要求研制并加装防止电气误操作闭锁装置，完善各种防误操作技术措施。1991 年 1 月，中国能源部发布《防止电气误操作装置管理规定》（能源安保〔1990〕1110 号），规定了电气防误闭锁装置的管理、运行、使用和设计原则。《电业（力）安全工作规程》及《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》对防止电气误操作工作提出了实施要求；电网公司与各发电集团都各自制定了防止电气误操作及电气防误闭锁装置的安全管理规定。

微机防误闭锁装置（系统） 采用计算机、测控及通信等技术，用于高压电气设备及其附属装置防止电气误操作的闭锁装置（系统）。通常由主机、模拟终端、电脑钥匙、通信装置、机械编码锁、电气编码锁、接地锁和遥控闭锁装置等部件组成，通过软件将现场大量的二次闭锁回路变为计算机中的“五防”闭锁规则库，实现了防误闭锁的数字化。微机防误闭锁装置（系统）应满足《电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》（2002 年国家经贸委令第 30 号）和 DL/T 687—2010《微机型防止电气误操作系统通用技术条件》的要求。

电气闭锁装置 建立在二次操作回路上的一种防误功能，一般是将断路器、隔离开关、接地开关等设备的辅助触点接入电气操作电源回路构成的闭锁装置。接入回路中的辅助触点应满足可靠通断的要求，辅助开关应满足响应一次设备状态转换的要求，电气接线应满足防止电气误操作的要求。

电磁闭锁装置 将断路器、隔离开关、隔离网门等设备的辅助触点接入电磁闭锁电源回路构成的闭锁装置。电磁闭锁主要应用于手动操作的设备和回路的网门上，其逻辑、回路要求与电气闭锁类似。

机械闭锁装置 利用电气设备的机械联动部件对相应电气设备操作构成的一种闭锁装置。一般在开关柜以及断路器和隔离开关、接地开关的传动机构中，用机械机构的互相制约来达到先后动作的闭锁要求，实现正、反向的闭锁功能，闭锁直观、原理简单。机械闭锁装置应满足操作灵活、牢固和耐环境条件等使用要求。

另外，电气报警和高压带电显示装置主要是防止误入带电间隔和带电挂接地线，起到提示报警的作用。对使用常规闭锁技术无法满足防误闭锁要求的设备（或场合），宜采取加装带电显示装置等技术措施达到防止电气误操作要求。

管理要求 电力企业应建立、健全防误闭锁装置的管理制度；投入运行应经管理、运行、维护和检修单位验收合格；防误闭锁装置的停用应有申报手续，不经批准不得随意退出或解锁；闭锁装置的解锁工具（钥匙）或备用解锁工具（钥匙）应有专门的保管和使用规定；微机防误闭锁装置授权密码和解锁钥匙应同时封存；现场运行规程应有对电气防误闭锁装置管理的明确要求；电气防误闭锁装置应与主设备一样建立健全设备台账、检修记录等基础资料，纳入单位的反事故措施计划；新设计的发、变电工程中采用的防误闭锁装置，应做到与主设备“三同时”（同时设计、同时施工、同时投入运行），并应优先采用微机防误闭锁装置（系统）或电气闭锁方式。

Dianqi yu Dianzi Gongchengshi Xuehui

电气与电子工程师学会 （Institute of Electrical and Electronic Engineers，IEEE） 1963 年由美国电气工程师学会（AIEE，成立于 1884 年）和无线电工程师学会（IRE，成立于 1912 年）合并组成，是一个国际性电子技术与信息科学工程师的协会，也是全球最大的非营利性专业技术学会。总部设在美国纽约。在全球 160 多个国家拥有超过 40 万名会员，其中包括约 10.7 万名学生会员。

电气与电子工程师学会标志

宗旨 鼓励技术创新，为人类谋福祉。成为全球技术团体和各地专业技术人员必不可少的助手，在改善全球环境方面做出公认的科学技术成就。

机构 设主席一人，副主席若干人，任期一年。重大事项由理事会和代表会决策，日常事务由执行委员会负责。学会设计量生物学、电子设计自动化、纳米技术、传感器、超导、系统工程和技术管理 7 个技术委员会和 38 个专业分学会，包括计算机、通信、能源与电力、动力工程、航天和电子系统、广播、电路与系统、控制系统、电子装置、电磁兼容、工业电子学、信息理论、工程管理、微波理论和技术、核和等离子科学、海洋工程、电力电子学、可靠性、用户电子学等。按 10 个地区划分，共设 333 个地方分部。北京分部于 1985 年成立。

活动 召开会议、出版期刊杂志、制定标准、开展教育培训、颁发奖项及认证等。学术活动主要由各专业分学会组织，每年由各技术委员会、专业分学会及各标准协会举办的专业学术会议达 1300 余次，参加人数超过 11 万。

语言 英语。

出版物 《电气与电子工程师学会学报》（月刊或季刊）、《电气与电子工程师学会杂志》（月刊、双月刊或季刊）、《电气与电子工程师学会期刊》（月刊）、《电气与电子工程师学会指南》（每年出版一次）。在电气及电子工程、计算机、通信等领域中，发表的技术文献占全球同类文献的 1/3。同时每年出版学报、学术期刊和杂志 148 种。配合各专业技术领域的学术交流活动，还提供技术书籍、专著、指南及教科书等出版物。

dianwang biaozhun

电网标准 （standards for grid） 为规范输变电、配电、用电等领域的工程建设和运行检修制定的标准，又称输变电标准。专业涉及输变电的工程设计、建设施工、运行维护、试验、电力调度及相关设备等领域。

电网标准主要由变压器、电容器、高压开关设备及直流电源、气体绝缘金属封闭电器、高压直流输电技术、高压试验技术、继电保护、绝缘子、电力电缆、电测量、农村电气化、过电压与绝缘配合、电能质量及柔性输电、供用电、电气工程施工及调试、电动汽车充电设施等行业专业标准化技术委员会和带电作业、高压试验技术、静态继电保护装置、架空线路、电力系统管理及其信息交换、高压电气安全、电磁兼容、高压直流输电工程、电力设备状态维修与在线监测、短路电流计算等中国专业标准化技术委员会归口管理。

完善特高压交流、特高压直流标准体系，以及智能电网

技术标准体系是电网标准的主要制定方向。部分重要电网标准如表所示。

部分重要电网标准

序号	编　号	名　称
1	GB 50059—2011	35kV～110kV变电站设计规范
2	GB 50061—2010	66kV及以下架空电力线路设计规范
3	GB/T 50065—2011	交流电气装置的接地设计规范
4	GB 50147—2010	电气装置安装工程　高压电器施工及验收规范
5	GB 50150—2006	电气装置安装工程　电气设备交接试验标准
6	GB 50233—2005	110kV～500kV架空送电线路施工及验收规范
7	GB 50545—2010	110kV～750kV架空输电线路设计规范
8	GB 50548—2010	330kV～750kV架空输电线路勘测规范
9	GB 50613—2010	城市配电网规划设计规范
10	GB/T 12325—2008	电能质量　供电电压偏差
11	GB/T 12326—2008	电能质量　电压波动和闪变
12	GB/T 14285—2006	继电保护和安全自动装置技术规程
13	GB/T 14549—1993	电能质量　公用电网谐波
14	GB/T 15543—2008	电能质量　三相电压不平衡
15	GB/T 15945—2008	电能质量　电力系统频率偏差
16	GB/T 18481—2001	电能质量　暂时过电压和瞬态过电压
17	GB/T 24337—2009	电能质量　公用电网间谐波
18	GB/T 26399—2011	电力系统安全稳定控制技术导则
19	GB 26859—2011	电力安全工作规程　电力线路部分
20	GB 26860—2011	电力安全工作规程　发电厂和变电站电气部分
21	GB 26861—2011	电力安全工作规程　高压试验室部分
22	DL 5009.2—2013	电力建设安全工作规程　第2部分：电力线路
23	DL 5009.3—2013	电力建设安全工作规程　第3部分：变电站
24	DL/T 5118—2010	农村电力网规划设计导则
25	DL/T 5131—2001	农村电网建设与改造技术导则
26	DL/T 5429—2009	电力系统设计技术规程
27	DL/T 5439—2009	大型水、火电厂接入系统设计内容深度规定
28	DL/T 256—2012	城市电网供电安全标准
29	DL/T 393—2010	输变电设备状态检修试验规程
30	DL 493—2001	农村安全用电规程
31	DL/T 572—2010	电力变压器运行规程
32	DL/T 573—2010	电力变压器检修导则
33	DL/T 596—1996	电力设备预防性试验规程
34	DL/T 741—2010	架空输电线路运行规程
35	DL 755—2001	电力系统安全稳定导则
36	DL/T 969—2005	变电站运行导则
37	DL/T 1040—2007	电网运行准则

dianwang diaodu guanli

电网调度管理　(dispatching management of electric power network)　为确保电力系统安全、优质、经济运行，依据有关规定对电力系统生产运行、电网调度系统及其人员职务行为进行的计划、组织、指挥、协调及控制的总称，又称电力系统调度管理（dispatching management of electric power system）。在中国，电网调度管理依照《电网调度管理条例》进行。1993年6月29日，国务院发布了《电网调度管理条例》；2011年1月8日，该条例根据《国务院关于废止和修订部分行政法规的决定》进行了修订。

调度管理体制（dispatching management institution）分统一调度和联合调度两种基本模式。通常，统一电网采用统一调度，而联合电网采用联合调度。

统一调度　对全电力系统的负荷平衡、发电厂出力分配、发供电设备检修安排、电能质量调整和安全经济运行等进行的调度。调度原则是系统各组成部分服从全电力系统的最大利益，使电力系统达到安全、优质、经济运行。

联合调度　互联电力系统按相互之间签订的协议进行的调度，又称合同调度。组成互联电力系统的各电力系统实行独立的经济核算，在系统内部实行统一调度，在系统外部即在各电力系统之间实行联合调度。互联的电力系统之间按预先订立的协议或通过临时协商，进行电力与电量的交换、事故支援、协调安全准则等。参加互联电力系统的各个调度机构是相互平等的。

调度机构　执行市场交易计划，进行电力系统正常和事故情况下的运行调度，实现电力系统的有功和实时平衡，保证电力系统安全、稳定、优质、经济运行的机构，又称电力系统调度机构（power system operator）。实行统一调度的电力系统，设有最高一级的调度机构，在其下依电网的电压等级、系统结构和发电厂容量大小或按地区分设若干第二级、第三级调度机构。中国按《中华人民共和国电力法》和《电网调度管理条例》的规定实行统一调度、分级管理的体制，共设五级调度机构，即国家调度机构（简称国调），跨省、自治区、直辖市调度机构（简称网调），省、自治区、直辖市级调度机构（简称省调），省辖市级调度机构（简称地调），县级调度机构（简称县调）。下级调度机构服从上级调度机构在调度业务上的领导，并严格执行上级调度机构的调度命令。调度命令（dispatching command）是电力系统值班调度员按照规定的权限对其调度范围内的下一级调度机构值班调度员和发电厂、变电站值班人员下达的调度任务和指令。电力调度的主要职责是保障电网的安全稳定运行；保证发电与用电的瞬间平衡；保证主网电能质量符合国家标准；优化资源利用，获得整体最大效益；按电力市场规则进行即期交易。

中国国家调度机构的全称是国家电力调度控制中心，简称国调中心，是国家电网公司的一个运行管理部门。国调中心负责国家电网的调度运行管理，直接进行跨区输电和大区电网联络线及有关厂站的调度指挥，同时对国家电网内影响直调系统运行的其他调度机构管辖设备实行许可调度，对部分重要电厂送出联络线实行授权调度。在互联电网发生严重事故时，还可对其控制电厂直接下达调度指令。截至2012年底，国调中心直接调度范围包括：长治—南阳—荆门



国家电力调度控制中心大楼

1000kV 特高压交流扩建工程，三峡、阳城、锦界、府谷、向家坝右岸、锦东、官地水电站及其送出系统，华北—华中500kV 交流联网系统，华中—华东直流联网系统，国网—南方直流联网系统，东北—华北直流背靠背联网系统，华中—西北直流联网系统（含灵宝背靠背直流和德宝直流系统），共有 1000kV 变电站 3 个、±800kV 换流站 4 个、660kV 及以下电压等级厂站 38 个（含电厂 7 个、换流站 16 个）。国调中心直接调度设备共计有：1000kV 特高压交流线路 2 条、总长 640km，±800kV 特高压直流线路 4 条、总长 3966km，±660kV 直流线路 2 条、总长 1334km，500kV 交流线路 53 条、总长 5587km，±500kV 直流线路 12 条、总长 5419km，330kV 交流线路 1 条、长 80km，发电机组 54 台、总容量 3455 万 kW（其中水电机组 40 台、容量 2765 万 kW，火电机组 14 台、总容量 690 万 kW），1000kV 特高压变压器 6 组、总容量 1800 万 kV·A，500kV 变压器 8 组、总容量 650 万 kV·A。

国外调度机构有多种模式。法国电力系统为统一调度模式，最高一级调度机构为中央调度所，下设 7 个地区调度所，地区调度所之下设若干配电中心。实行联合调度的电力系统，有的设联合调度机构，如日本本土 9 个电力系统组成的联合电力系统有两级联合调度机构（见日本电力工业）；有的不设联合调度机构，如欧洲输电运营商联盟电力系统。

调度管理的内容 一般包括安全基础管理、生产运行管理、调度计划管理、继电保护和安全自动装置管理、电力系统自动化管理、电力系统通信管理、并网调度与管理、调度标准化管理等，同时还包括对系统人员的培训管理等。

安全基础管理 包括电网安全稳定运行、调控机构自身安全、设备隐患排查治理、电网应急能力等方面的管理。

（1）电网安全稳定运行管理。统筹主网稳定管理，强化调度计划缓解风险管控，将国务院发布的《电力安全事故应急处置和调查处理条例》的事故标准作为制订调度计划的前提约束，落实安全预控措施。

（2）调控机构自身安全管理。加强集中监控安全管理。通过调控一体化，实现变电设备集中监控，并规范监控业务。

（3）设备隐患排查治理管理。吸取国外大停电事故教训，加强共性缺陷和反事故措施管理，重点核查主力机组的励磁系统和涉网保护的重要参数，加强电力二次安全防护能力。

（4）电网应急能力管理。健全主备调常态运转机制，定期开展备调切换演练，提升调度应急保障能力。规范省级以上调度应急预案编制流程，促进各级调度协调联动，提高应急处置能力。

生产运行管理 包括运行计划管理、运行调度管理、运行方式管理。

（1）运行计划管理。电力系统运行计划是提供给调度安排电力系统生产的计划，分年、季、月、周、日运行计划等。内容主要包括：①电力系统负荷预计；②有功功率、有功电量、无功功率的平衡计划，以及有功功率和电量的交换计划；③经济调度方案；④设备检修进度表；⑤新设备起动方案；⑥电力系统运行接线方式；⑦系统稳定、短路容量、潮流分布、调压等计算分析及有关措施；⑧系统的频率和电压调整措施；⑨事故对策；⑩水库调度等。不同时段的运行计划侧重点有所不同，不同层次调度机构的运行计划内容也不尽相同。

（2）运行调度管理。由于电力生产、传输和消费是同时完成的，所以必须对发电、输电、变电、配电等各个环节实行统一调度，分级管理。值班调度员的职责主要是：①保持发电出力与供电负荷平衡，调整系统频率和电压；②监视系统运行状态和设备安全情况，处理发生的异常现象和事故；③执行和调整交换计划，实现电力系统经济运行；④下达设备检修、改变系统运行方式、处理事故、新设备投入运行等有关的操作命令。运行调度控制的手段有人工与自动两种，前者如对事故的处理，后者如自动发电控制、频率调整、信息收集及在线安全分析等，通过能量管理系统（EMS）来实现。

（3）运行方式管理。根据电力系统运行方式，分析各项运行控制（特别是事故处理策略）是否正确，总结经验与教训，用于改进调度管理和提高调度人员工作水平。分析中遇到的属于电网结构、电力设备或各种装置的问题，向有关部门提出，以求解决。电力系统运行分析人员的主要职责是：①熟知电网各种运行方式和参数；②熟练使用计算工具研究电网不同运行方式中的电压、潮流和稳定等问题；③对于出现的问题，尤其是系统运行方式上的问题，要善于提出各种改进措施和对策；④掌握现代电网的技术发展方向，力求把新技术用于所在电网，以提高电网运行水平；⑤参与电网规划设计的有关工作。

调度计划管理 在中国，跨省电网管理部门和省级电网管理部门必须编制发电、供电计划，并将发电、供电计划上报国务院电力行政主管部门备案。调度机构编制下达发电、供电调度计划。值班调度人员可根据电网运行情况，调整发电、供电调度计划，并必须填写调度值班日志。

继电保护和安全自动装置管理 继电保护和安全自动装置是保证电力系统安全运行的重要技术手段。管理人员的主要职责是：①监视设备运行状况；②整定计算和协调；③对设备动作情况进行统计分析，提出改进措施；④参与新设备的选型、试验和起动调试；⑤进行全过程技术监督；⑥定期对工作人员进行培训和交流。

电力系统自动化管理 调度自动化系统的功能是利用计算机系统协助调度人员实时监视、分析和控制电力系统运行。为此，在调度部门配置能量管理系统（EMS）、管理信

息系统（MIS）及相关的数据传输网等。自动化管理人员的主要职责是：①保持自动化系统正常运行，维护数据库；②开发新功能、进行设备更新；③参加自动化规划和设备选型，不断用新技术提高调度运行水平；④对下属调度进行指导、培训，参与现场设备的故障处理等。

电力系统通信管理　模式包括：①电力系统的通信全部或大部分租公用事业单位的设备；②电力系统自身独立构成通信系统。在中国，电力系统调度通信多属后一种。调度机构的通信管理工作主要包括：①监视和维护运行设备，保证通信畅通；②根据用户要求，提供可靠的数据通信网；③通信频率管理；④参与通信规划和工程建设、设备选型和调试，保证通信系统与电网同步发展。

并网调度与管理　并网运行的发电厂或电网，必须服从调度机构的统一调度。需要并网运行的发电厂与电网之间及电网与电网之间，应当在并网前根据平等互利、协商一致的原则签订并网协议并严格执行。

调度标准化管理　包括推行流程及标准操作程序、统一规范运行统计分析、开展标准化管理工作。

dianwang xinxihua

电网信息化

（power grid informationization）　实现电网数字化、自动化、互动化、一体化的过程。电网信息化是由信息网络、基础软硬件、应用系统、数据资源、集成平台、信息安全、信息技术管理与服务等组成的信息资源集合。电网信息化专指电网企业的信息化。在基础设施方面，光纤主干通信网络为设备间实现基于数字通信的交互提供信息通道。在信息技术方面，通过集约柔性的一体化技术平台，全面实现面向服务架构体系；通过一体化调度运行管理，实现信息系统安全稳定运行；通过业务、服务流程的灵活制定，实现业务应用深度集成和业务、服务流程的全面贯通，实现数据、基础服务在企业内高度共享。电网信息化建设是构建智能化电网的必经之路，为智能电网的建设奠定了基础。（见发电厂信息化）

主要内容　一般包括信息通信平台、业务应用、应用集成、智能决策、保障体系等。其中，信息通信平台涵盖数据中心、数据交换、数据集成、门户系统、信息通信网络等；业务应用包括电网调度自动化方面的能量管理系统、调度管理系统、数据采集与监控系统等，还包括管理信息化方面的人力资源、物资、财务（资金）、项目、安全生产、营销、协同办公及电子商务、电力市场交易等；保障体系包括安全防护体系、标准体系、管理调控体系、评价考核体系、技术研究体系、人才队伍体系。

层次结构　电网信息化以信息通信技术和电力控制技术的发展为基础，从电网的整个信息流向，自下向上可以将电网信息化体系划分为设备层、数据层、传输层、应用层和展现层。

设备层　电网信息化的硬件基础，主要包括数字式信号采集设备、网络通信设备、智能仪表、电力电子设备、安全稳定装置、保护装置及其他数字化智能终端等配套设施。在设备层中完成对电网运行信息、设备状态信息和与生产相关的地理气象信息的获取和对控制信号的最终执行功能。

数据层　建立储存有数字化电网海量信息的数据中心，主要信息包括电网设备资产信息、与输电线路有关的地理信息系统信息、电网的规划信息、电网运行的实施状态信息、电网历史状态信息和备用数据等重要数据。电网信息数据中心集中实时数据、图形数据、拓扑信息及外部应用系统数据等与调度生产密切相关的数据。

传输层　将电网采集的数据传输到数据层中，要求信息传输的速度快、准确性高。电网信息化的数据传输有设备层中的智能控制模块与具体设备之间的通信、数字化变电站内通信、变电站与调度中心通信，针对不同的信息合理制定通信规约和通信方式，以此合理利用通信信道资源。

应用层　各业务功能的具体实现，定义了结构化的应用功能，并实现对外的集成服务。基础是信息综合与智能辅助决策平台，在该平台中完成对数据层中各数据的提取和集成，为应用层中的各应用模块抽取数据并且能够协调各功能子模块的信息加工与结果展示。

展现层　有良好的交互界面，可以通过界面完成电网运行状态监控、电网规划、仿真培训等活动，还可以建立信息门户系统，通过门户系统提供信息综合的处理和展示服务，提供实现多渠道接入，对外实现统一的输出和展现机制，完成分析结果的企业级分发。

发展过程　20世纪60年代初，电网生产自动化是早期电网信息化的重点，信息化主要应用在电力实验和工程设计的科技数字计算、变电站自动监测等方面，旨在提高生产过程自动化程度和监测水平及工程设计速度、精度和效率。80年代中后期，随着计算机的引进，计算机系统汉化和关系数据库管理系统（relational database management system，RDBMS）逐步得到应用，为电网企业管理信息化创造了条件。21世纪初，电网信息化重点逐渐从自动化向管理信息化转换。部分企业积极对企业资源计划（ERP）展开调研，以财务（资金）管理信息系统为核心，整合企业数据资源和应用系统，从资金流、物资流和信息流的角度，着力提高信息系统的实际应用水平。国家电网公司在“十一五”期间通过信息化SG186工程建成了“纵向贯通、横向集成”的一体化企业级信息系统，“十二五”期间（2011～2015年）通过大力推进SG-ERP建设，2020年全面建成信息化企业；中国南方电网有限责任公司“十一五”期间（2006～2010年）通过“4+1”工程（安全生产、市场营销、财务系统、人力资源4个管理系统和企业级数据中心），实现了对业务主要流程的支撑。

见电力信息化、发电厂信息化、电力客户服务系统。

Dianye (Li) Anquan Gongzuo Guicheng

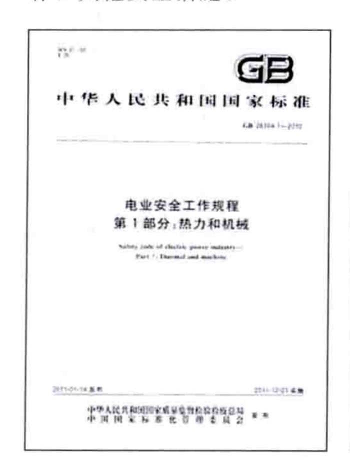
《电业（力）安全工作规程》

（*Safety Regulations on Working of Electric Power Utility*）　为确保从事电力生产的所有人员和进入电力生产现场的有关人员在电力生产过程中的人身安全和设备安全而制定的标准。2010年和2011年发布的《电业（力）安全工作规程》分为GB 26164.1—2010《电业安全工作规程　第1部分　热力和机械》、GB 26860—2011《电力安全工作规程　发电厂和变电站电气部分》、GB 26859—2011《电力安全工作规程　电力线路部分》、GB 26861—2011《电力安全工作规程　高压试验室部分》四册。它是电力生产安全管理的基本规程之一，是多年电力生产的实践经验及事故教训的总结。

适用范围　适用于中华人民共和国境内发电、输变电、配电企业，农电企业及用电单位的所有电力工作场所。

主要内容　GB 26164.1—2010《电业安全工作规程　第1部分　热力和机械》共设18章，4个附录，包括范围，规范性引用文件，总则，工作票，贮运煤设备的运行和检修，燃油（气）设备的运行和检修，锅炉和煤粉制造设备的运行与维护，锅炉设备的检修，环保设备运行与检修、汽（水）轮机的运行与检修，管道，容器的检修，化学工作，氢冷设备和制氢、储氢装置的运行与维护，电焊和气焊，高处作业，起重和搬运，土石方工作，水银和潜水工作。

GB 26860—2011《电力安全工作规程　发电厂和变电站电气部分》共设16章，7个附录，包括范围，规范性引用文件，术语与定义，作业要求，安全组织措施，安全技术措施，电气设备运行，线路作业时发电厂和变电站的安全措施，带电作业，发电机和高压电动机的检修与维护，在六氟化硫（SF_6）电气设备上的工作，在低压配电装置和低压导线上的工作，二次系统上的工作，电气试验，电力电缆工作，其他安全措施。

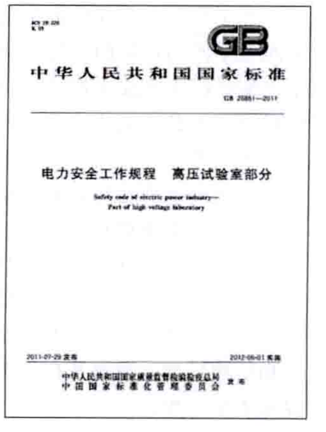




GB 26859—2011《电力安全工作规程　电力线路部分》共设12章，10个附录，包括范围，规范性引用文件，术语和定义，作业要求，安全组织措施，安全技术措施，线路运行和维护，邻近带电导线的工作，线路作业，配电设备上的工作，带电作业，电力电缆工作。

GB 26861—2011《电力安全工作规程　高压试验室部分》共设8章，包括范围，规范性引用文件，术语和定义，基本安全要求，安全管理措施，安全技术措施，高压试验工作的开始、间断与结束，其他安全措施。





编制与修订过程　中华人民共和国成立后，由苏联引进并修编了安全、技术等规程。1951年，燃料工业部和电业总工会联合签署，以命令形式发布执行《电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）》和《电业安全工作规程（电力线路部分）》，1955年第一次修订发布，先后进行过5次修订、补充，最终版本于1991年由能源部分别以DL 408—1991和DL 409—1991强制性行业标准发布。水利电力部于1962年颁布实施《电业安全工作规程（热力和机械部分）》，1978年修订过一次，最终版本于1994年4月由电力工业部以行业基本规程发布。1995年，电力工业部以DL 560—1995发布实施了《电业安全工作规程（高压试验室部分）》。

2002年电力体制改革后，各大发电集团及电网公司根据实际需要，编制了适合本公司的电力安全工作规程，作为企业标准颁发执行，但原部颁《电业安全工作规程》仍然作为行业标准和基本规程使用。2006年，根据国家标准化管理委员会下达的国标制订计划，对原部颁行业标准《电业安全工作规程》进行修编，考虑到其适用范围不仅只局限于电力行业，因此，除“热力和机械部分”以外的其他三册标准名称改为《电力安全工作规程》，一并四册均作为国家标准形式发布。

dongtai touzi

动态投资　（dynamic project investment）　为完成一个工程项目的建设，预计投资需求量的总和。动态投资除了包括静态投资所含内容之外，还包括建设期贷款利息、价差预备费。其中建设期贷款利息是指为筹措工程建设资金在建设期内发生并按规定允许在投产后计入固定资产原值的债务资金利息，包括银行借款和其他债务资金的利息，以及融资中发生的手续费、承诺费、管理费和信贷保险费；价差预备费是指建设工程项目在建设期内由于价格等变化引起工程造价变化的预留费用。

duanqi dianli xuqiu yuce

短期电力需求预测　（short term forecast of electric power demand）　一般是指一年之内以月为单位，或一月之内以周、天、小时为单位，对未来一个月、一周、一天、一小时时段的电力需求进行测算的工作。它是在充分考虑系统的重要运行特性、自然条件和社会因素的条件下，利用一套数学方法，系统地处理过去与未来的电力负荷状况，在满足一定精确度要求下，确定未来一年之内确定时段电力需求量的工作。

作用　短期电力需求预测对电力系统的经济调度和电力市场运营都非常重要。系统调度人员在编制开停机、机组检修、机组发电、网间交换及水火电联合调度等计划时，都必须以负荷预测的数据为依据。短期需求预测对电力市场的作用，体现在对市场营销人员、发电企业、配电企业三个方面的作用（对用户可参照对配电企业的作用）。在具备负荷预测的数据后，市场营销人员才有可能编制发电计划和辅助服

务计划（包括备用、无功服务），检验电网潮流，计算上网电价和售电电价等。发电企业通过市场营销部门发布的负荷预测数据，制定报价策略，合理安排发电计划和检修计划；配电企业根据负荷预测数据，决定购电计划。负荷预测数据的交换可在市场营销人员和市场成员之间起到沟通信息的作用。

计算指标　包括预测期、计算周期、预测时段。预测期是指对未来负荷预测的时间范围；计算周期是指重复计算一次所需的时间；预测时段是指对预测期内的时段划分。

传统的短期预测，较多采用预测期与计算周期一致的方法，这种方法的缺点是不能跟踪修改原先的预测。随着计算手段的发展和对预测精度要求的提高，出现了负荷预测的滚动计算，即负荷预测的计算周期与预测期不一致，一般计算周期以天或小时为单位。包括每天滚动计算未来七天负荷，每天滚动计算未来 30 天每天的负荷，每天滚动计算未来一年每周的负荷等。由于计算周期的缩短，使得预测人员可以跟踪改变负荷预测值，从而提高预测精确度。

方法　经典的有电力弹性系数法、比例预测法；随后出现时间序列法、回归分析法、灰色预测法、随机序列预测法；新出现的有优选组合法、专家估计预测法、神经网络法、小波分析法等。

duobian jiaoyi

多边交易　(multilateral trading)　多个买方和多个卖方在一个交易中心进行交易，参与交易的成员把各自的报价提交给交易中心，由交易中心对报价进行撮合处理，得出双方都可以接受的统一市场价格的方式。电力市场多边交易是在单边交易的基础上发展起来的，它与单边交易的最大不同在于开放了用户侧市场，使用户也参与竞争。多边交易是双边交易的发展，多边交易包含双边交易，双边交易是多边交易的特殊形式。

交易特点　多边交易市场在“发电侧和用户侧”引入双向竞争，让区域内大用户企业和发电企业直接进行购销行为。在中国，在不改变现行用电分类目录电价结构和电网公司现行购售电差价的前提下，大用户和发电企业均以内蒙古电网标杆上网电价为基础，申报上下浮动的价差，并暂按±20％对市场价格波动进行限制。这种较以往更灵活的定价机制有利于反映市场供需，能够真实反映能源资源的成本。通过价差传导，可实现销售电价与上网电价的联动；通过发电企业上网电价与用户主打产品价格的联动，可实现大用户和发电企业的利益互动；通过电力供需传递价格信号，可引导电力消费与电力建设投资。

发展原则　①安全稳定。多边交易市场必须确保电网安全稳定运行，保证电力供应质量。②节能环保。通过市场机制，积极落实国家节能环保政策，发挥市场配置资源的基础性作用。③统筹兼顾。按照区域电力市场建设的总目标，合理规划多边交易市场，充分调动市场主体及有关各方参与电力市场的积极性，兼顾发电、用户和电网等各方利益。④积极稳妥。充分利用区域电力体制的有利条件，稳妥起步、积极推进、分步实施、规范运作。

duomeiti yingyong jishu

多媒体应用技术　(multimedia application technology)

以计算机为核心，对文本、图形、图像、声音、动画、视频等多种媒体信息进行综合处理，使之建立逻辑关系，集成为具有交互性的系统的方法。多媒体应用技术与信息技术、计算机技术、网络技术、通信技术和数据库技术等有着密切关系。

主要内容　多媒体应用技术以基本技术层面为主，涉及媒体的表示、显示、存储，包括音频技术、视频技术、压缩技术、存储技术、多媒体专用设备技术等。多媒体应用技术研究多媒体系统的实现原理与方法，主要包括多媒体通信技术、多媒体数据库技术、超文本/超媒体技术、多媒体内容检索技术、多媒体虚拟现实技术。

多媒体通信技术　对多媒体信息的传输和交换进行研究，主要解决多种媒体信息的实时表示、实时交换、多路混合传输、交互性，多种媒体的同步以及媒体的最后表示等方面的问题。

多媒体数据库技术　从多媒体数据与信息本身的特性出发，研究将其应用到数据库中要解决的组织、存储、管理和使用问题。多媒体数据库应支持图像、声音、视频等多媒体字段类型及用户定义的特殊类型，保证复杂数据完整性和一致性，支持多媒体信息的再现及良好的操作界面等。

超文本/超媒体技术　按信息之间的关系非线性地存储、组织、管理和浏览多媒体信息。超文本系统是由节点和链组成的信息网络，信息按其内部固有的独立性和相关性划分成不同的单元（节点），节点中有若干指向其他节点或从其他节点指向该节点的链接指针。

多媒体内容检索技术　把音/视频信息的特征提取和识别技术、音/视频信息的语义抽取技术，以及知识工程中的学习、挖掘等技术应用到信息检索中。

多媒体虚拟现实技术　生成逼真的模拟现实环境，使用者能用自然的方式进行交互。

适用领域　多媒体应用技术改变人类社会的各个方面，广泛应用于教育和培训、电子出版、商业展示与公共信息查询、多媒体会议、多媒体监控监测、游戏与娱乐等领域。

教育和培训　用于教育和培训，使教学手段丰富多彩。计算机辅助教学（CAI）改变了传统的课堂教学和辅导方式；远程教学改变了传统集中单向的教学方式。

电子出版　多媒体电子出版物是一种存储在光盘等介质上的电子图书，借助计算机或其他设备供读者阅读。电子网络出版提供了直接在网上“出版”的形式，供读者在网上直接阅读或下载后阅读。

商业展示与公共信息查询　多媒体与大屏幕及触摸屏的结合，为商业展示与信息查询提供了新的手段。产品演示、商品广告、交通信息、气象信息以及专用业务咨询系统等广泛应用于大型公共场所和信息交流场所。

多媒体会议　通过多媒体设备及传输线路，以多媒体形式支持多方即时通信，利用计算机系统提供的良好的交互功能和管理功能，实现地理上分散的用户“面对面”地进行会议和协同工作。

多媒体监控监测　多媒体监控监测系统以计算机为核心，采用现代传感技术、控制技术、多媒体技术等，对监控现场的图像、声音及仪器仪表数据进行采集、传输、处理、记录，从而达到监视的目的，一旦发现异常情况，进行自动控制或人工干预。

游戏与娱乐　多媒体技术给基于计算机娱乐的用户增加了趣味性，特别是随着多媒体虚拟现实技术的应用，使用户得到身临其境的体验。视频用户通过多媒体视频点播系统可以随心所欲地访问资料库里的视频节目，区别于传统的视频节目接收方式。



2008 nian Sichuan Wenchuan dizhen

2008 年四川汶川地震 (Wenchuan earthquake in Sichuan in 2008) 2008 年 5 月 12 日 14 时 28 分，中国四川省阿坝藏族自治州汶川县（北纬 31°、东经 103.4°）发生里氏 8.0 级地震，震源深度为 10～20km。此后地震灾区还发生了上万次余震，最高震级达 6.4 级，属浅源地震，震后引发了飞石、滚石、崩塌、山体滑坡、泥石流等地质灾害。全国大多数省区市有震感，其中以四川、陕西、甘肃三省震情最为严重。5 月 12 日 15 时 40 分，中国国家减灾委员会、民政部启动二级应急响应，5 月 12 日 22 时 15 分提升为一级。这是中国自 1949 年以来破坏性最强、波及范围最大、救灾难度最大的一次地震，给当地人民群众生命财产造成巨大损失。同时，区域内的电力设施也遭到严重破坏。自 2009 年起，每年 5 月 12 日为全国防灾减灾日。图为汶川地震纪念碑。



汶川地震纪念碑

四川汶川地震人员伤亡损失情况　截至 2008 年 9 月 25 日，四川、甘肃、陕西、重庆等 10 个省区市的 417 个县 4667 个乡镇 48 810 个村受灾，受灾人口 4625.6 万人，紧急转移安置 1510.6 万人，因灾死亡 69 227 人，失踪 17 923 人，受伤 37.4 万人；倒塌房屋 796.7 万间，损坏房屋 2454.3 万间，直接经济损失 8523.09 亿元。

四川汶川地震电力设施受损情况　灾害造成四川电网 206 座 35kV 以上变电站（国家电网公司 171 座、地方 31 座、用户站 4 座）停运、1264 条 10kV 以上线路（国家电网公司 1069 条、地方 174 条、用户 21 条）停运、31 座发电厂（共 764.4 万 kW）与主网解列，54 座发电厂与地方电网解列。地震还造成宝成铁路四川段 5 座电气化铁路牵引站供电中断。甘肃电网 69 座 35kV 以上变电站停运、421 条 10kV 以上线路停运、3 座水电站停运。甘肃陇南地区 9 个县受灾停电。陕西电网 4 座 35kV 以上变电站停运、109 条 10kV 以上线路停运、7 座电厂多台发电机组停运。岷江流域上游干支流已投运的 14 座 50MW 以上水电站中有 9 座受损，其中位于震中附近的太平驿、映秀湾、耿达和渔子溪一级水电站 4 座大坝震损最为严重。

四川省大中型水电站与其他水利工程共 2473 座出现不同程度的险情，但没有发生垮坝。岷江、涪江、青衣江、大渡河、嘉陵江几条河流上 1803 座装机容量共 1200 万 kW 的大中型水电站，遭受直接经济损失约 30 亿元。水工建筑中的重大工程属于高坝大库的紫坪铺面板堆石坝、沙牌拱坝，都处于强震区，局部震损，并未影响其整体稳定与蓄水功能。中小水电站水库遭受到了严重的损毁。大型水库紫坪铺发生了局部损坏，未造成严重事故；沙牌拱坝地震过程中处于满库状态，大坝仍正常挡水，两岸坝头完整，下游的山体没有发生严重滑坡，但由于引水管破裂，厂房被淹。

电力设施震害主要特点　发电厂主要震损表现为由于厂房建筑物倒塌，引起发电设施损坏。变电站主要震损表现为建筑物和进出线构架倒塌。输电线路主要震损表现为倒塌。变压器震损主要表现为本体移位、固定焊接部分或螺栓损坏，瓷套管破裂、移位、渗漏等。开关设备震损表现为瓷柱断裂倾倒、本体变形、漏气、机构故障等。气体绝缘组合电器设备抗震能力良好，损坏少，损坏程度轻，易恢复。支撑母线的棒式支柱绝缘子、避雷器，震损表现为从上部或根部剪断。电流互感器震损表现多为底座与套管连接的部位出现漏油现象，直接倾覆的较少。油浸式电流互感器的套管一般较粗，震损主要表现为密封损坏而漏油。隔离开关震损表现为少量的瓷柱断裂，大部分为瓷柱受损。电压互感器、耦合电容器等设备震损较少，原因是设备本身较轻，地震中受力较少。二次设备质量小，本身未发现震损。20 世纪 90 年代及以后设计建设的变电站建（构）筑物受损较小或未受损坏；1990 年以前设计建设的变电站建（构）筑物绝大部分受损严重甚至倒塌。

灾区大中型水电工程中，没有一个工程震毁。震损主要表现为输变电架构等的倒塌，送电中断；机电设备、仪表、通信设备、备用电源损坏；边坡崩塌，交通中断；泄洪设施的闸门、启闭机或结构破坏，导致不能正常启闭泄洪；引水系统的露天部分，如进水口塔架、压水管道个别淹埋、损毁；厂房围墙和生活设施倒塌。混凝土坝的震损表现为坝体横缝张开或挤压。堆石坝的震损表现为坝体震陷；堆石体与混凝土结构或基岩岸坡结合部位的接触变形。面板堆石坝的震损还表现在混凝土面板接缝的挤压破坏、施工缝的剪切破坏、面板下的脱空和周边缝止水局部破坏等。

电力设施震害原因分析　①地震烈度超出了电力设施的设防烈度，汶川地震中最大烈度达到 11 度，而该地区的建筑物按照 7 度设防，建筑物本身的抗震能力有限。②汶川地震次生灾害中，地质灾害居首位，由此造成的对建筑及设备的破坏远大于地震的破坏。地震地质灾害是电力设备设施、水电工程震损严重的主要原因。四川汶川地区输电线路杆塔大多建于山坡或山顶上，地震中发生山体滑坡，输电塔基失

稳，地基及基础变形引起输电杆塔结构受力状态改变，造成主材的内力超过其设计承载力而发生破坏，最后导致输电塔发生倒塌，从而导致输电线倒塌、串倒。③由于设备结构原因，造成抗震能力差。变压器由于质量大，当与基座连接强度不够时，地震中易发生移位，导致变压器本身或套管损坏；高压电气设备细高，共振频率低，易与地震波产生共振；设备本体的承重结构为瓷套管，上部荷载较大（如双端口断路器）或瓷套管断面较小（如避雷器），地震中易折断；设备之间引线过紧，也会因引线拉力过大折断或损坏。④输电线路杆塔结构的抗震设计标准不完善，致使抗震设计无据可依。

电力设施抗震设计　①国家抗震标准、行业规范与标准应根据此次地震实践检验结果进行补充和修订。②提高和改善电网的安全可靠性。③在高地震烈度地区应采用重心较低的电气设备，包括罐式断路器、气体绝缘开关设备等；将变压器直接安装在基础台上，采用焊接固定以防位移，基础台面应适当加宽。④输电杆塔结构的基础应尽可能避免有滑坡可能性的山坡，不能避开时应谨慎采用可靠的防滑措施，如岩体锚杆等；在高差或档距相差较大的山区或重冰区等恶劣运行条件下，耐张线段长度应适当缩小。⑤新建输电杆塔、变电站结构的抗震设计应严格参考 GB 50011—2010《建筑抗震设计规范》进行；构架结构的抗震设计应根据实际情况，进行抗震设计理论的研究，建立合理可靠的抗震设计方案；深入开展输电杆塔、变电站电力设施隔震减震技术研究，同时对变电站里易损性的高压电气设备的抗震性能进行研究，包括电瓷型的支柱、套管等，提出高电压设备的抗震性能要求，并落实到相关生产厂家。⑥加强防串倒技术、方法的研究，开发防止输电线路串倒的设计方法，并在实际工程进行试点并推广。

2008 nian Zhongguo yuxue bingdong zaihai

2008年中国雨雪冰冻灾害　（the snow and freeze disaster in China in 2008）　2008年1月10日～2月2日，中国南方部分地区先后4次遭受低温雨雪冰冻天气袭击，发生的时间段分别为1月10～16日、18～22日、25～29日、1月31日～2月2日，此次气象灾害具有范围广、强度大、持续时间长、灾害影响重的特点，使电力系统遭受了有史以来最严重的破坏。灾害使华东区域电网中的浙江、安徽、福建电网，华中区域电网中的湖南、湖北、江西、河南、四川、重庆电网，南方电网覆盖范围内的广东、广西、云南和贵州电网，共计13个省份的电力系统运行受到影响，多片电网解列。停电对电气化铁路供电造成的影响引起全社会关注。中国国家减灾委员会、民政部分别针对湖南、湖北、贵州、广西、江西、安徽等6省（区）严重的灾情，启动了四级应急响应，后又提升至二级。

电力系统受灾害情况　此次冰冻灾害造成停运电力线路36 740条，其中，500kV线路119条，220kV线路348条，110kV线路888条，10～35kV线路35 385条；因灾停运10～500kV变电站共2018座；110～500kV线路因灾倒杆倒塔共8381基，10～110kV线路（不含110kV线路）倒杆倒塔大约30万基（根），低压电杆倒塌70多万根。造成全国170个县停电，国家电网公司覆盖范围80个县停电，其中，湖南42个、江西36个、四川1个、浙江1个；中国南方电网有限责任公司覆盖范围90个县（区）停电，其中，贵州50个，广西17个，云南11个，广东12个。500kV江城直流、兴安直流、贵广直流，以及湖南送电广东的500kV桥曲甲乙线，贵州、广西送电广东的500kV青河双回线和柳贺甲乙线全部停运，导致广东地区电力缺口高达1000万kW以上，供电形势非常紧张。当时处于备用状态的长江三峡水利枢纽向华东送电的宜昌—华新直流线路受损（6基塔倒塌）；葛洲坝水利枢纽向华东送电的葛南直流线路被迫停运。

停电对社会的影响　湖南、江西电网向京广、沪昆、鹰厦电气化铁路供电的输电线路累计有67条发生故障，致使京广线9个牵引站、沪昆线3个牵引站、鹰厦线3个牵引站停电。贵州电网向沪昆电气化铁路供电的66条输电线路中有22条发生故障，致使沪昆铁路湘黔段10个牵引站停电。此外，渝怀线电气化铁路1个牵引站也受到影响。牵引站停电致使旅客列车大量晚点，造成沿途各站大量旅客滞留、货物积压，严重地影响了春运的正常秩序。

停电造成许多城市的供水系统无法正常作业，受灾严重的湖南省郴州地区停水达7天、贵州都匀地区停水达10天，当地人民群众正常的生产生活秩序被严重破坏。大量通信基站在停电后无法正常运作，公用通信网络发生了不同程度的中断。此外，一些重要负荷如政府、医院、金融机构，以及需连续作业的工业用户如化工、钢铁、冶炼、煤矿和水泥等行业的用户都受到不同程度的影响，给国民经济、人民生活造成严重影响。

此次灾害造成132人死亡，4人失踪，紧急转移安置166万人；农作物受灾面积1187.42万hm^2，绝收面积169.06万hm^2；倒塌房屋48.5万间，损坏房屋168.6万间；因灾直接经济损失1516.5亿元。2008年1月21～28日，湖南有3位电力员工在除冰抢险时因铁塔倾倒殉职。

灾害成因分析　强冷空气南下与西南暖湿气流在南岭山脉相遇并强势维持，使许多高压输电线上结冰严重，下雨刮风时结冰程度持续恶化，覆冰后直径超过30mm，局部区域最大覆冰超过80mm，大大超过输电线路的设计标准，导致倒塔断线，是这次电力系统受损严重的直接原因。

电力线路覆冰气候条件：气温一般为0～−5℃；适当的导线表面温度；空气相对湿度一般在85%以上；风速一般为1～10m/s；具有逆温层条件。2008年1月10日～2月2日，在中国南方部分地区的气象条件完全符合形成线路覆冰的气象条件。四轮雨雪冰冻天气致使线路上的覆冰越来越厚（见图），形成了历史罕见的严重覆冰，属50年一遇，部分地区为百年一遇。



电力线路覆冰

中国电力线路设计执行 DL/T 5092—1999《110～500kV 架空送电线路设计技术规程》。轻冰区电力线路按覆冰 10mm 设计、15mm 校核；重冰区按 20mm 设计、30mm 校核。气象重现期 500kV 线路是 30 年，110～330kV 线路是 15 年。500kV 三峡—广东直流输电线路 1758 号塔，设计覆冰厚度是 15mm，现场实测覆冰厚度是 50mm，产生的拉力是 15mm 冰区的 1.8 倍。根据计算，当拉力达到 1.6 倍时，铁塔将被拉垮。500kV 咸宁—梦山线导线覆冰过载能力为 40mm，现场实测覆冰厚度是 50～60mm，因此发生导线断线，从而进一步引起倒塔。

灾害启示　①加强电力规划，优化电网结构和电源布局。科学规划远距离输电，提高重要输电通道抗灾能力；加强省区周边电网互联，改善电网结构，提高电网相互支援能力；优化地区电网结构，降低电网大面积停电风险；合理规划电源布局，坚持电网与电源协调发展；科学选择线路走廊，降低灾害对重要输电线路的影响。②适当提高输电线路设防标准，做好差异化设计和优化设计。对骨干电源送出线路、骨干网架、重要的保安电源和应急电源送出线路、重点用户配电线路等重要电力设施，在充分论证基础上，适当提高设防标准。对跨越主干铁路、高速公路、河流航道、其他输电线路等重要设施，以及通过风口、山口、运行维护和事故抢修特别困难的局部线路，适当提高设防标准。优化输电线路路径，尽量降低线路所处海拔、避开重冰地段；合理确定耐张段长度，降低杆塔串倒的可能性，限制事故范围；加强杆塔薄弱环节，考虑不平衡张力影响，提高铁塔抗倾倒和抗损坏能力。加强杆塔结构强度，增加地线支架强度和地线强度。③加强和完善电力应急机制建设（见应急管理）。加强预测预警机制建设，完善应急预案体系，合理配置应急电源，提高电力应急抢修技术和装备水平。④开展防覆冰、融冰新技术研究，加强输变电设施覆冰机理研究。

2009 nian Eluosi Sayang Shuidianzhan “8・17” shigu

2009 年俄罗斯萨扬水电站“8・17”事故　(Sayano Hydropower Station “8・17” accident in Russia in 2009)　2009 年 8 月 17 日当地时间 8 时 13 分，俄罗斯萨扬水电站（见图 1）发生了一起特别重大事故。事故导致水电站被淹没，机电设备严重受损，75 人死亡，13 人受伤，2、7、9 号发电机组严重损毁报废，其余 7 台损坏严重，厂房结构被破坏，直接经济损失 130 亿美元。

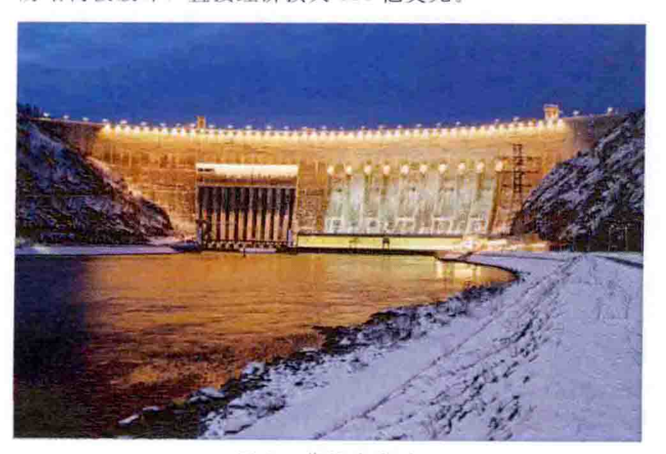


图 1　萨扬水电站

概况　萨扬水电站位于俄罗斯西伯利亚地区哈卡斯共和国境内的叶尼塞河上游，采用混凝土重力拱坝（见图 2），最大坝高 245m，安装 10 台单机 64 万 kW 的水轮发电机组，额定转速 142.8r/min，发电机转子重 935t，额定出力 71.5 万 kV・A，生产的电能经超高压输电线连入西伯利亚联合电力系统，是俄罗斯和亚洲 20 世纪已建最大水电站。首台机组于 1978 年建成投运，1987 年全部机组投入运行。

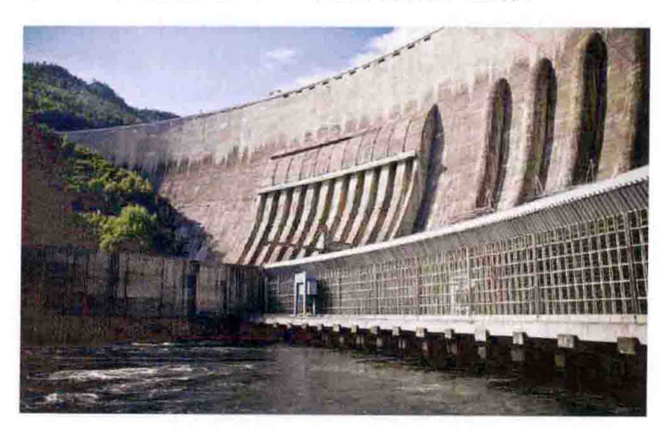


图 2　萨扬水电站厂房外观

事故经过、原因分析　8 月 17 日 8 时 13 分，2 号机组发出一声巨响，2 号水轮机上盖及转子蹿升到发电机层楼板上，水柱从水轮机空腔喷入主厂房，淹没主厂房发电机层及下面各层；9 时 20 分，水轮机进水口工作门在坝顶被手动关闭，截断了冲入厂房的水流；11 时 32 分，应急柴油发电机组启用；11 时 40 分，大坝溢洪道闸门被打开。

图 3 为事故厂房破坏情况，图 4 为事故机组破坏情况。



图 3　萨扬水电站“8・17”事故厂房破坏情况

事故发生的直接原因是机组运行中水轮机轴承振动幅值严重超标而未按规定卸荷停机。事故发生前一天至当日 0 时～2 时 30 分，按计划出力变化的运行方式迫使 2 号机组先后 6 次通过不推荐运行区域；从前次维修后投入运行共 210 次处于不推荐运行区域，水轮机轴承振动幅值严重超标。这种运行方式是造成事故的主要原因之一。

在制造厂家文件和电站运行文件中均无保证检查紧固件状况的标准和紧固件的使用期限。用于将顶盖紧固在水轮机座环上的 80 个螺栓中的 49 个，有 41 个疲劳断口面积平均达 64.9%，14 个断口面积占 70% 以上，8 个断口断裂面积超过 90%，螺栓已完全失去承载能力，未能起到连接紧固

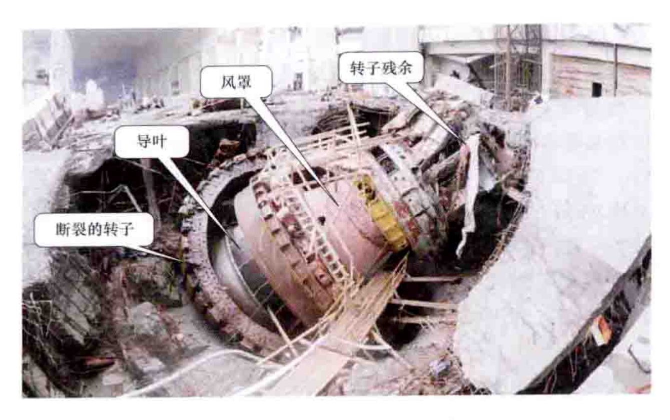


图4 萨扬水电站“8·17”事故机组破坏情况

的作用，成为这一事故的直接原因。制造厂家规定的紧固件使用寿命与设备本身的使用寿命都是30年，而至事故发生时，水轮机已运行29年10个月。另外在机房受淹、保护和控制回路电压消失时，导水机构不能自动关闭；中控室没有关闭进水口快速事故闸门的控制开关；应急预案、应急措施、应急演练、应急通信不能满足应急需求等导致事故的扩大。

事故教训　①电厂内工作人员尽可能在洪水淹没高度以上作业；②水轮机应能够处于安全监管范围内，溢洪道在机组不过电流情况下应能保持长期运行，并有足够的泄流能力；③机组做调频或发电运行工况时，在发生极端事故情况下，自动控制系统应能报警，机电设备应能承受一定程度的动荷载；④自动保护和控制系统应能起到保护电厂的作用，并防止被洪水破坏，提高整个电厂安全级别；⑤水工闸门等设备应能具备在紧急事故条件下手动开启的功能和能力，配置柴油发电电源；⑥应该对水轮机组机罩等设备的安全进行检查，重视机组的振动问题，并将其控制在一定程度内，设备供应商应提供设备的极限运行条件。

2006 nian Huazhong (Henan) dianwang “7·1” shigu

2006年华中（河南）电网“7·1”事故　［Central China (Henan) power grid “7·1” accident in 2006］

2006年7月1日，华中（河南）电网因继电保护误动作、安全稳定控制装置拒动等原因引发一起重大电网事故。事故造成5条500kV、5条220kV线路跳闸，停运发电机组32台，减少发电出力577万kW，电力系统功率振荡最低频率达到49.11Hz，系统发生较大范围、较大幅度的功率振荡；华中东部电网与川渝电网解列，华中电网与西北电网直流闭锁、与华北电网解列。此次电网事故是中国自1986年以来波及范围最广、跳闸发电机组最多的电网事故。

概况　河南电网以220kV电网为主网架，500kV电网初具规模。截止到2005年底，全口径装机容量2800万kW，其中省网统调总装机容量2196万kW。省网统调装机容量中火电1963万kW，占89%；水电233万kW，占11%。(见河南省电力工业)

华中电网以500kV电网为骨干网架，覆盖河南、湖北、湖南、江西、四川、重庆6省（市），供电面积130万km²。截止到2005年底，全口径装机容量9934.6万kW（含三峡水电机组），其中火电5996万kW，占59%；水电4038.6万kW，占41%。

事故经过　7月1日晚，河南省电网一座500kV变电站，因与其相连的嵩山—郑州双回线第二回线路发生差动保护装置误动作，导致2台断路器跳闸。随后，此双回线第一回线路差动保护装置“过负荷保护”动作，又导致该变电站另外2台断路器跳闸，而对侧变电站安全稳定装置拒动。随后，多条220kV线路故障跳闸，1座500kV变电站及部分220kV变电站出现满载或过负荷，一些发电厂电压迅速下降，有2个区域电网的潮流和电压出现周期性波动，电压急剧下降，系统出现振荡，导致部分发电机组相继跳闸停运。河南省电力调度中心紧急切除部分负荷，拉停部分220kV变电站。国家电力调度通信中心下令华中电网与相邻电网解列，华中电网外送功率迅速大幅降低。之后，电网功率振荡平息。21时30分，湖北、湖南、江西电网停供负荷全部恢复供电。21时38分，河南省所有受影响的重要负荷恢复供电，22时23分，所有220kV跳闸线路全部送电成功，电网基本恢复正常。23时20分，河南省电网恢复正常稳定运行。7月2日2时51分，华中电网主网恢复正常运行方式。

事故原因　①500kV嵩山—郑州第二回线路保护装置误动作，是事故的直接原因；②500kV嵩山—郑州第一回线路应接入“报警”的“过负荷保护”误设置为“跳闸”而动作，是事故扩大的原因；③500kV嵩山变电站安全稳定控制装置拒动，是事故进一步扩大的原因。

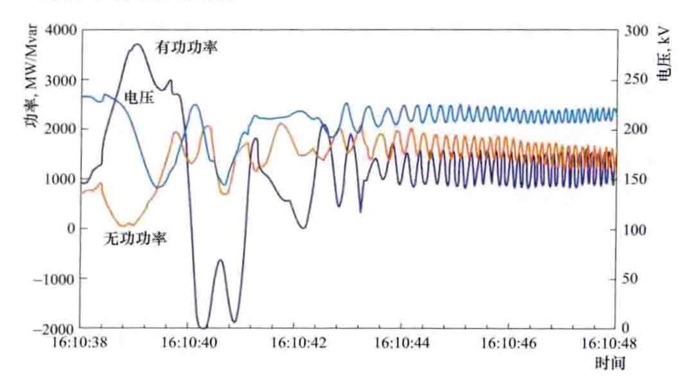
暴露的问题　①继电保护装置存在缺陷，继电保护、安全稳定控制装置等二次设备管理上存在薄弱环节，发电企业涉网设备技术监督有待加强；②电网发展滞后于电源建设，网架结构薄弱，部分输电断面容量不足等安全稳定问题突出。

2003 nian Mei-Jia “8·14” damianji tingdian shijian

2003年美加“8·14”大面积停电事件　（“8·14” blackout in USA and Canada in 2003）　2003年8月14日，美国中西部、东北部及加拿大安大略省发生了大面积停电事件。事件开始于美国东部时间14日16时左右，4日后美国部分地区的电力供应仍未完全恢复，安大略省部分地区的停电持续了一个多星期。停电事件影响到约5000万人口，造成美国俄亥俄等7个州及加拿大安大略等地区约61800MW的负荷损失，停电范围超过9300mile²（1mile² = 2.589988km²）。停电造成的损失估计为40亿～100亿美元。

事故经过　事件发生前，停电地区正值高温天气，电网负荷很大。由于负荷的增长，俄亥俄州北部许多节点的电压呈下降趋势，出现无功不足，系统电压波动。14日13时31分，俄亥俄州北部属第一能源公司的克利夫兰火电厂5号机组（59.7万kW）跳闸。15时05分，南北联络断面上送克利夫兰的一条345kV线路跳闸。15时32分，另一条345kV南北联络线因对树放电跳闸。15时41分，又有两条南北联络线相继跳闸，克利夫兰地区出现严重低电压。16时06分，南北联络断面又有一条345kV线路跳闸。16时09分，南北联络最后两条345kV联络线跳闸，俄亥俄州南北联络断面全部断开。约30～45s后，因电压下降，密歇根州中部

电网大约 180 万 kW 机组相继跳闸，中部电网电压开始崩溃。16 时 10 分，底特律地区电压全面快速崩溃，在 8s 之内约 30 条密歇根州和底特律之间的联络线跳闸。16 时 10 分，底特律和安大略交界地区大量机组和线路跳闸，安大略电网和底特律电网解列，底特律和俄亥俄州北部地区系统全部崩溃，系统瓦解。同时，安大略省和纽约电网开始崩溃。下图为停电事件发生时，从安大略省送入底特律的有功功率、无功功率及电压变化。



美加“8・14”大面积停电事件（事件发生时，从安大略送入底特律的有功功率、无功功率及电压变化）

原因分析　①没有对系统存在的问题进行正确的评估和认识，特别是缺乏对电压不稳定性和地区系统薄弱性的考虑，没有按照正确的电压标准和补救措施运行系统；②未能充分了解系统状况，未能认识到系统状况正在逐步恶化；③未能对输电走廊内的树木生长进行适当的管理；④互联电网内的可靠性组织没有提供有效的实时诊断支持。

事故教训　①做好电力系统的统一规划、统一调度；②电网运行要有足够的备用容量；③加强继电保护和安全稳定自动装置的优化配置；④做好反事故预案和黑起动（整个系统因故障停运后，在无法依靠其他电网送电恢复的条件下，通过起动系统中具有自起动能力的机组，带动无自起动能力的机组，逐步扩大系统的恢复范围，最终实现整个系统的恢复）方案；⑤加强电力系统计算分析和仿真试验工作；⑥做好电力市场条件下的互联电网发展关键技术研究。

2005 nian Eluosi Mosike “5・25” shigu

2005 年俄罗斯莫斯科“5・25”事故　（Moscow “5・25” accident in Russia in 2005）　2005 年 5 月 23 日 19 时 57 分～25 日 11 时，俄罗斯莫斯科地区电网发生一系列故障，导致莫斯科南部、西南和东南大部分地区及附近 25 个城市发生大面积停电。事故造成莫斯科电网共断开了 321 座变电站，直接损失负荷 353.95 万 kW，直接经济损失约 20 亿美元，莫斯科市近 400 万人的生活受到严重影响。

概况　俄罗斯统一电力公司拥有 23 座发电厂，总装机 1480 万 kW。莫斯科电网是俄罗斯统一电力公司电网的一部分，主要负责莫斯科及周边地区的供电，其最高电压等级为 750kV，有一座 750kV 变电站，6 座 500kV 变电站，500kV 及以上电网构成环莫斯科地区双环网运行。500kV 恰吉诺变电站位于莫斯科南部，共有 6 台双绕组自耦变压器。事故前 5 号主变压器处于检修状态。

事故经过　23 日 19 时 57 分，500kV 恰吉诺变电站内 2 号自耦变压器 110kV 侧电流互感器发生断裂故障，喷油并三相起火，2 号主变压器差动保护、110kV Ⅰ 2 段母差保护动作切除了 2 号变压器、500kV Ⅱ 母线和 110kV Ⅰ 2 母线。

24 日 20 时 57 分，110kV Ⅱ 母线分段断路器的电流互感器中间相损坏，出现断裂喷油着火，母差保护动作切除 110kV Ⅱ 1 母线、Ⅱ 2 母线，引发相邻空气断路器、悬式绝缘子等设备故障。0.06s 后，1 号主变压器的 110kV 空气断路器短路，断开 500kV Ⅰ 母线及 1 号主变压器。21 时 17 分，220kV Ⅰ 1 母线上出现两相不接地短路，后转变为两相接地短路，耐张绝缘子串的紧固钩环烧断，掉下来的碎片造成 220kV Ⅰ 母线分段油断路器第二道桥上的短线断线，保护动作跳开 6 号主变压器，同时跳开一部分 220kV 出线及站内的 3、4 号主变压器。部分保护误动，造成恰吉诺变电站全部失电，周围的变电站停电，运行在恰吉诺变电站的 22 号热电厂的 7～10 号 4 台机组跳闸停机。

24 日 23 时 49 分，恰吉诺变电站 3 条 500kV 线路相继跳闸，23 时 55 分恰吉诺变电站全站停电。25 日 8 时，向恰吉诺变电站供电的其他 220/110kV 线路出现重载与过载，电网电压持续偏低。8 时 15 分，一些线路由于弧垂增加对树枝放电跳闸，引起了一连串的线路跳闸，同时莫斯科电网的 9 座电厂及图拉电网的 4 座电厂全部或者部分停机，导致电压崩溃，321 座变电站全停。12 时 30 分事故得到了控制。26 日 18 时，全部停电地区恢复正常供电。

原因分析　①设备故障造成恰吉诺变电站全停，导致该站变电设备与调相机停运、莫斯科 500kV 环网解列；②线路过负荷使导线由于弧垂增大而对树枝闪络，导致保护动作跳开大量线路，引起网络电压大大降低；③没有按照标准修剪线路段树枝高度；④调度运行人员拉限电操作无效，使运行线路的负荷增大、电压下降，导致事故连锁发展；⑤设备老化；⑥系统备用容量不足。

2005 nian Hainan dianwang “9・26” shigu

2005 年海南电网“9・26”事故　（Hainan power grid “9・26” accident in 2005）　2005 年 9 月 26 日，强台风“达维”袭击海南，受台风影响，海南主网崩溃，造成全省大面积停电。台风造成海南省基础设施遭受了严重破坏，海南电网 20 条 220kV 线路发生故障跳闸 16 条次，6 条线路永久性故障；99 条 110kV 线路发生故障跳闸 63 条次，24 条线路永久性故障；158 条 35kV 线路有 123 条受到不同程度损坏。全网 1957 条 10kV 线路不同程度损坏，断杆、倒杆 4588 根，1271km 线路被破坏；低压线路断杆 6792 根，倒杆 9033 根，倾斜 29 836 根，断线 2270km，金具损坏 47 609 套，直接经济损失 116 亿元人民币。

概况　海南电网统调装机容量 165.16 万 kW，其中水电占 19.38%，火电占 80.62%，非统调总装机容量 57.4 万 kW。海南电网最高电压等级为 220kV，已形成环网，西部和北部为双回路，东部和南部为单回路。110kV 电网已覆盖全省各市县。全网共有 10 座 220kV 变电站和 20 条 220kV 线路，65 座 110kV 变电站和 130 座 35kV 变电站。

事故经过　9 月 25 日清晨，第 18 号台风“达维”开始影响海南省。25 日夜间海南岛普遍出现了风力 10 级以上的

大风，其中东部地区普遍出现了12级以上的大风，持续时间长达20h以上。全省大部分地区出现了暴雨到大暴雨，五指山以南出现了特大暴雨。26日凌晨4时左右，台风中心在海南省万宁县登陆，从中部向西横穿海南岛，影响时间长达48h。

9月25日20时，海南电网全接线方式运行，全省统调发电出力67.5万kW。海口市供电负荷26.9万kW，三亚市供电负荷11.4万kW。海口、洋浦、南山电厂和大广坝、牛路岭水电站机组并网运行，清澜电厂机组停机备用。金海浆纸自备电厂机组自带厂内负荷孤网运行。

25日20时至26日1时20分，海南电网受台风影响，持续发生线路跳闸和负荷损失。海南电网220kV线路累计跳闸5条次，220kV永玉线退出运行；110kV线路累计跳闸26条次，11条110kV线路退出运行，东部3个110kV变电站因线路永久性故障全站失压；1个水电站因3条出线永久性故障与系统解列。全网统调发电负荷下降至25.3万kW。

26日1时22分，220kV玉洲至官塘线路官塘侧发生短路故障。因玉洲侧线路保护的直流电源异常，保护拒动，导致相关后备保护启动，使得主力电厂机组先后跳闸与系统解列。

26日1时26分，系统频率降至31Hz，主网崩溃。

26日1时30分，中调下令南丰等电厂黑起动（见2003年美加"8·14"大面积停电事件）机组，并协调金海浆纸自备电厂向电网供电。

26日2时，南丰水电站1号机组黑起动成功。

26日2时54分，大广坝水电站2号机组黑起动成功。

26日4时26分，金海浆纸自备电厂向220kV主网供电。

26日5时10分，洋浦电厂12号燃机黑起动成功，各主力机组先后并网。

27日6时58分，220kV变电站全部恢复送电。

28日19时7分，220kV主网恢复环网运行。

10月9日，海南电网全部恢复运行。

事故原因　①台风强度超过电力线路设计标准，配网线路抵御强台风能力弱；②电力线路走廊宽度和安全距离不够，台风造成树木倒折引发大量线路故障；③有关变电站电力设备及设施遭台风破坏，引发多条线路后备保护动作跳闸；④系统有功功率严重不足，引发电厂多台机组先后跳闸，主网崩溃。

2012 nian Yindu damianji tingdian shijian

2012年印度大面积停电事件　(blackout in India in 2012)

2012年7月30日和31日两天，印度北部和东部地区连续发生两次大面积停电事件。事件开始于当地时间7月30日凌晨，印度北部地区9个邦发生停电事件。供电恢复后，7月31日下午，印度东部、北部和东北部地区再次发生大面积停电事件，超过20个邦的供电出现中断。此次停电事件中，逾6.7亿人口受到影响，是有史以来影响人口最多的电力系统事故，成为世界范围内规模最大的停电事件。据印度工业总会估计，两天的停电造成了数亿美元的经济损失。

事件经过　事件发生前，印度北部区域电网内的4个邦（哈里亚纳邦、拉贾斯坦邦、北方邦和旁遮普邦）农灌、空调负荷急剧攀升，而水电厂因来水不足、火电厂因燃料价格上涨出力大幅减少，导致上述4个邦严重超调度计划受电。当地时间7月30日凌晨2时35分，向阿格拉—巴瑞里（Agra-Bareilly）输电断面供电的400kV比纳—瓜利欧（Bina-Gwalior）输电线路跳闸，导致北方电网稳定破坏，网内所有主要火电厂和水电站机组跳闸停机，致使功率缺额达3200万kW。停电范围覆盖了印度北部地区，包括德里邦、旁遮普邦、哈里亚纳邦、中央邦、北方邦、喜马偕尔邦、拉贾斯坦邦、北安查尔邦等9个邦，影响人口超过3.7亿。上午8时，铁路、地铁、机场和交通要道等关键设施的供电恢复。上午11时，北部地区60%的负荷恢复供电。12时30分，大部分区域的供电恢复。停电19h以后，北部电网恢复正常，可以满足3000万kW的电力需求。当地时间7月31日13时5分，在印度北部恢复供电数小时后，再次发生大面积停电，事故影响范围不仅包括整个北部地区，还涉及印度东部电网和东北部电网，波及范围扩大至包括首都新德里在内的20多个邦，印度近1/2地区的供电出现中断，减少供电负荷约5000万kW，超过6.7亿人口受到停电影响。31日下午3时30分，恢复了地铁和铁路的供电。5时30分，新德里恢复48%的供电能力（210万kW），包括德里邦在内的北部区域恢复50%的供电能力（1500万kW），东部电网恢复40%的供电能力（420万kW），东北部电网恢复78%的供电能力（90万kW）。31日晚7时30分，东北部电网全部恢复供电。当地时间8月1日9时30分，电力供应完全恢复。

事故原因　①事故前电网（设备）已严重超过其稳定限额运行，诱发两次大停电的故障线路跳闸，导致电网稳定破坏，主要发电机组退出运行，从而引发大面积停电。②电网调度未能及时控制负荷，导致用电失控、潮流失控和电网安全失控。③调度未能在紧急情况下拉闸限电。④电网主网架薄弱，输电能力不足，安全水平不高。

2011 nian dong Riben da dizhen

2011年东日本大地震　(east Japan earthquake in 2011)

2011年3月11日，日本当地时间14时46分，日本东北部海域发生里氏9.0级地震并引发海啸（见图1），震中经纬度为北纬38.1°，东经142.6°；震中烈度为9度；地震震中位于宫城县以东太平洋海域，震源深度20km，属浅源地震。4月1日，日本将此次地震称为"东日本大地震"。



图1　2011年东日本大地震引发的海啸

强震造成14063人死亡、13691人失踪。导致日本宫城县仙台市发生大规模停电；千叶县JFE钢铁东日本炼铁厂因燃气管道破损发生爆炸和大火，生产被迫中断。震后日本由于燃气泄漏等原因，共有84处地点发生火灾。东京市内因为地震发生14起火灾。日本地标性建筑东京塔3月11日下午因受强烈地震影响，塔顶部1/3处出现歪斜。大地震导致日本列岛东北部沿海地区约443km^{2}的领土在地震和海啸后沉入水中。地震造成日本福岛第一核电厂发生核泄漏事故。2011年4月12日，日本政府宣布对福岛第一核电厂的核泄漏等级评定由5级提高到最高级7级，1～6号机组将全部永久废弃。

福岛第一核电厂　福岛第一核电厂是世界最大的核电厂。福岛第一核电厂位于福岛工业区，是东京电力公司的第一座核能发电厂，共有6台机组。1号机组容量为439MW，为BWR-3型机组，于1967年9月动工，1970年11月并网，1971年3月投入商业运行，输出电功率净/毛值为439/460MW，负荷因子为49.9%。2～5号机组为BWR-4型，容量为784MW，6号机组为BWR-5型，容量为1067MW。2～6号机组分别于1974年7月、1976年3月、1978年10月、1978年4月和1979年10月投入商业运行，负荷因子分别为52.8%、61.2%、72.1%、68.5%和69.7%。1、2号机组和6号机组的反应堆由通用电气公司供应，3号机组和5号机组反应堆由东芝公司供应，4号机组的反应堆由日立制作所供应，6台机组均为沸水堆，都使用水作为慢化剂和冷却剂，用低浓缩铀作为燃料。地震前，1～3号机组正常运行，4～6号机组正在大修或停堆检修。

(1) 沸水堆安全屏障分三层。第一层是燃料包壳，包壳使用的材料是锆-2；第二层是压力容器；第三层是干井，也称首层安全壳。也有的把外面的方形水泥壳当成第四道边界。

(2) 沸水堆工作原理（见图2）。冷却剂（水）从堆芯下部流进，在沿堆芯上升的过程中，从燃料棒上吸收热量，使冷却剂变成了蒸汽和水的混合物，经过汽水分离器和蒸汽干燥器，再用分离出的蒸汽推动汽轮发电机组发电。

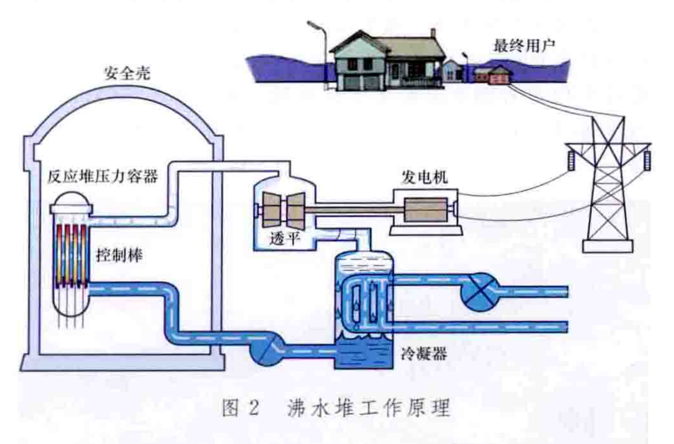


图2　沸水堆工作原理

福岛第一核电厂事故处理经过　2011年3月11日，3台运行机组因地震自动停运；1、2号机组应急柴油机宣布不可用；福岛第一核电厂宣布进入应急状态。

2011年3月12日，福岛第一核电厂周围放射性水平上升到正常水平的70倍；1号机组水位下降；确定3km半径的疏散区。日本核安全当局宣布，由于发现短周期裂变产物（铯137和碘131），1号机组燃料组件可能融化。15时36分1号机组发生氢气爆炸；20时1号机组发生第二次爆炸。疏散范围由10km半径扩大到20km。

2011年3月13日，1号机组反应堆充注海水冷却。3号机组已开始对安全壳排气，同时注入含硼淡水；3号机组发生氢气爆炸。

2011年3月14日，3号机组发生氢气爆炸。

2011年3月15日，2号机组发生爆炸，反应堆压力控制池受损，放射性物质泄漏增加。4号机组反应堆厂房发生氢气爆炸，起火。

2011年3月17日，从空中、地面向3号机组注水。

2011年3月20日，从空中、地面向4号机组注水。

2011年3月22日，福岛第一核电厂的6台机组已全部接通了外部电源。

2011年3月26日，电厂附近海水中检测出高浓度的放射性物质碘131。

2011年3月27日，向第1～4号机组核反应堆注入淡水。

2011年4月2日，2号机组临海的混凝土竖井发现裂缝，含有高浓度放射性物质的污水流入海中。

2011年4月4日，将积存在处理设施内的低辐射污水排入大海。

福岛第一核电厂事故原因分析　专家分析认为，事故的主要原因在于地震破坏了厂内供电，而海啸又破坏了备用柴油发电机，使冷却系统因失电而失效。反应堆的温度不能及时降低导致了后来的放射性氢气溢出、爆炸与堆芯的部分损坏。而事故发生后，未能做好足够的防灾应急准备，各种紧急情况下的安全措施不到位也是造成本次严重核泄漏事故的重要原因。

日本原子能机构负责人承认对灾难准备不足，认为造成当时状况的原因，一方面是核电厂的防震设计是针对7级地震设防，没有防海啸的设计；另一方面是对应急发电设备考虑不周，致使没能在震后进行及时的电力补给。

福岛第一核电厂事故影响　日本福岛核电事故促使世界各国对核电安全进行重新审视，并对核电的未来发展产生重要影响。

德国是福岛核事故发生后反应最快的国家。2011年3月14日德国总理默克尔宣布，德国将暂缓先前通过的核电厂运营期限延长计划，并对所有17台核电机组的安全性进行彻底检查。3月15日，德国政府又宣布暂时关闭7台1980年之前修建的核电机组。5月30日，德国环境部长又宣布，德国将于2022年前关闭国内所有核电厂，从而成为首个不再使用核能的主要工业国家。（见德国电力工业）

法国是世界上核电占比最大的国家，2011年3月正在运行的核电机组有58台，全国电力供应的75%以上依靠核能。福岛核电事故发生后，法国能源部与环境部表示，在确保核安全的前提下，法国不会放弃发展核能。但法国总理菲永致信法国核安全局主席拉科斯特，要求吸取日本福岛核电事故教训，在2011年底前全面检查该国核电厂安全并公布初步调查结果，同时就每个核电厂改善安全措施提出建议。（见法国电力工业）

美国是全球核电生产能力最强的国家之一，有104座通过注册的核反应堆，全国20%的电力供应来自核能发电。福岛核泄漏事故发生后，美国明确表示大力发展核电的立场不会改变。但是，美国进一步加强了核安全举措，美国总统奥巴马要求核管制委员会对美国国内的核电厂进行全面评

估。(见美国电力工业)

瑞士于2011年3月14日宣布，将暂停正在进行中的5个老化核电厂更新换代计划，并决定暂停3座新核电厂的安全审批程序。印度政府于2011年3月14日下令，全国所有核电厂实施安全检查，保证其可抵御地震或海啸袭击。意大利当局于2011年3月21日表示，将冻结发展核项目一年。其他国家如俄罗斯、英国、韩国、泰国、越南等也就本国核电厂安全性及未来核电发展计划进行了重新检视。意大利、西班牙等国表示不会减少对核能的依赖，强调不能“因噎废食”。

福岛核电事故对未来核电发展的启示　①选择核电厂址必须科学、严谨，要充分考虑到极端自然灾害与次生灾害叠加事故的可能性。②加大核电技术研发投入，加强安全度的研发和设计，并设立更高的安全技术标准和等级。③努力强化规范操作，加强核能安全教育力度，确保核电反应堆安全平稳运行；有效执行预防性维修来保证核电厂构筑物、系统和部件的可靠性。④以国家力量对核设施进行强有力的监管。⑤进一步改进应急响应机制，从国家到核电企业层面都要做好安全预案，提高核安全应急处置能力。⑥强化国际合作。日本福岛核电事故再次表明，在核事故面前，任何一个国家都不能独善其身。因此，应进一步强化国际合作，扩大核电领域的对外开放程度，抓紧组建跨国技术联盟，加强国际间核安全技术的经验和能力共享。⑦加强公众宣传。日本福岛发生的核电事故客观上已从单纯的社会事件与能源问题演化为一场社会危机，公众内心对于辐射的恐惧对各国政府造成较大的政治压力。

Eluosi dianli gongye

俄罗斯电力工业 (electric power industry in Russia)

俄罗斯联邦，简称俄罗斯，国土面积1707.54万km^2。位于欧亚大陆北部，横跨欧亚两大洲，是世界上国土最辽阔的国家，与14个国家接壤。截至2012年1月1日，人口为1.4305亿人。俄罗斯能源资源蕴藏丰富，根据英国石油公司统计数据，截至2011年底，俄罗斯天然气探明可采储量44.6万亿m^3，居世界第一位；煤炭储量1570亿t，居世界第二位；石油储量121亿t。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，俄罗斯经济可开发水能资源量为8520亿kW·h/a。

发电量及其构成　2010年，俄罗斯发电量10252亿kW·h，其中水电、火电、核电分别占16.2%、68.2%和15.6%。2000年以来，水电比重略有下降，核电比重略有上升。表1为俄罗斯发电量及其构成。

表1　俄罗斯发电量及其构成

年份	发电量(亿kW·h)	构　成(%)		
		火电	水电	核电
1990	10822	73.7	15.4	10.9
1995	8590	67.8	20.4	11.6
2000	8765	66.1	18.7	14.9
2005	9512	65.8	18.2	15.7
2009	9901	65.6	17.6	16.5
2010	10252	68.2	16.2	15.6

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

装机容量及其构成　苏联解体后，俄罗斯电力工业发展缓慢，发电装机年均增长率仅为1.8%。2010年全国发电装机容量为2.24亿kW，其中水电、火电、核电分别占20.3%、69.6%和10.1%。表2为俄罗斯装机容量及其构成。

表2　俄罗斯装机容量及其构成

年份	装机容量(万kW)	构　成(%)		
		火电	水电	核电
1990	21330	70.1	20.4	9.5
1995	21086	69.2	20.8	10.1
2000	21277	68.9	20.8	10.2
2005	23312	70.6	19.7	9.8
2008	22397	68.5	20.9	10.6
2009	21980	70.7	19.4	9.9
2010	22444	69.6	20.3	10.1

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

火电　至2010年底，俄罗斯建成120万kW以上的大容量火电厂33座，总容量为9323万kW，占俄罗斯火电厂装机容量的59.7%。其中热电厂8座，200万kW以上凝汽式电厂13座。表3为俄罗斯主要火电厂(2010年底)。

表3　俄罗斯主要火电厂(2010年底)

序号	电厂名称	装机容量(万kW)	机组容量和台数(万kW×台)	燃料	开始运行年份
1	苏尔古特Ⅱ	480.0	80×6	气	1988
2	雷夫津	382.5	30×5，32.5×1，50×4	煤	1980
3	科斯特洛姆	360.0	30×8，120×1	油	1980
4	苏尔古特Ⅰ	328.0	1.2，17.8，18×2，21×13	气	1986
5	梁　赞	265.0	26×3，27×1，80×2	煤	1981
6	克纳科夫斯	246.0	32×3，30×5	气	1969
7	彼尔姆	243.0	81×3	气	1986
8	扎印斯克	240.0	20×12	油	1963
9	伊里克林	240.0	30×8	气	1979
10	斯塔夫罗波尔	240.0	30×8	气	1983

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计2012》。

水电　自苏联解体后，俄罗斯的水电建设进展缓慢。至2010年底，俄罗斯建成100万kW以上大型水电站14座，其中11座是在20世纪50～70年代建设的。14座大型水电站的总容量为3619万kW，占俄罗斯水电站装机容量的79.5%。表4列出了俄罗斯主要水电站。

表4　俄罗斯主要水电站

序号	电站名称	河流名	装机容量(万kW)	机组容量和台数(万kW×台)	设计水头(m)	开始运行年份
1	萨　扬	叶尼塞	640.0	64×10	194	1978
2	克拉斯诺雅尔斯克	叶尼塞	600.0	50×12	93	1967

续表

序号	电站名称	河流名	装机容量（万 kW）	机组容量和台数（万 kW×台）	设计水头（m）	开始运行年份
3	布拉茨克	安加拉	450.0	25×18	96	1961
4	乌斯特-伊里姆	安加拉	384.0	24×16	86	1974
5	伏　兹	伏尔加	258.8	11.5×17，12×2，1.1×3，12.55×3	19	1958
6	吉尔格勒	伏尔加	233.0	11.5×20	19	1955
7	布利亚	布利亚	201.0	33.5×6	52	2003
8	契伯克萨尔斯克	伏尔加	140.4	7.8×17，4.4	12.4	1980
9	萨拉特夫	伏尔加	136.0	6×21，4.5×2，1×1	9.7	1967
10	结　雅	结雅	133.0	21.5×2，22.5×4	78.5	1975

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

核电　1954 年第一座核电厂投入运行至 20 世纪 60 年代末，是苏联核电的早期发展阶段。70 年代至乌克兰切尔诺贝利核电厂发生事故的 1986 年是核电的快速发展阶段。第一台 44 万 kW 的压水堆和第一台 100 万 kW 的压水堆分别于 1971 年和 1980 年在新沃罗涅日核电厂投入运行。第一台 100 万 kW 的石墨水冷堆于 1974 年在列宁格勒核电厂投入运行。第一台 60 万 kW 的快中子增殖堆于 1980 年在别洛雅尔斯克核电厂（见图）投入运行。到 1980 年底，核电装机容量上升到 920 万 kW。1981～1985 年，相继投产 40 万 kW 压水堆、100 万 kW 压水堆和 100 万 kW 石墨水冷堆核电机组，新增核电装机容量达 780 万 kW，年增长率为 13%。



别洛雅尔斯克核电厂全景（白云生　提供）

切尔诺贝利核电厂事故后，俄罗斯核电的发展速度减缓，并对所有运行核电厂（包括反应堆）进行改进，以保证其安全性。1986～2010 年，新增核电装机容量 569 万 kW，年增长率为 2.1%。表 5 为俄罗斯主要核电厂。

表 5　俄罗斯主要核电厂

序号	电厂名称	反应堆型	装机容量（万 kW）		堆电功率和台数（万 kW×台）	开始运行年份
			现有	设计		
1	巴拉科沃	压水堆-1000	400	400	100×4	1985
2	库尔斯克	石墨水冷堆	400	600	100×4	1977
3	列宁格勒	石墨水冷堆	400	400	100×4	1974
4	斯摩连斯克	石墨水冷堆	300	400	100×3	1982
5	加里宁	压水堆-1000	300	400	100×3	1984
6	新沃罗涅日	压水堆	183.4	245.5	41.7×2 100×1	1971 1980
7	科　拉	压水堆	176	176	44×4	1973
8	沃罗戈多斯克	压水堆-1000	100	100	100×1	2001
9	别洛雅尔斯克	快中子增殖堆	60	90	60×1	1980
10	比利比诺	石墨水冷堆	4.8	4.8	1.2×4	1973

资料来源：日本海外电力调查会历年《海外电气事业统计》。

日本福岛核电事故（见 2011 年东日本大地震）后，俄罗斯表示将继续发展核电。为更安全经济地发展核电，俄罗斯开始研制新一代核反应堆，包括电功率 64 万 kW 的压水堆、电功率 100 万 kW 的改进型压水堆、电功率 60 万 kW 的整体式布置型压水堆、电功率 80 万 kW 的改进型石墨水冷堆和电功率 80 万 kW 的快中子增殖堆。2010～2016 年俄罗斯计划投运 9 台核电机组，总装机容量 987 万 kW。2016 年俄罗斯将关闭 41.7 万 kW 的新沃罗涅日 3 号机组。

电网　俄罗斯统一电力系统包括中部、西北、伏尔加、南部、乌拉尔、西西伯利亚、西伯利亚和远东电力系统共 8 个联合电力系统。其中前 7 个电力系统互联，远东电力系统独立运行。

俄罗斯与周边 7 个国家达成同步运行互联电网的协议，包括格鲁吉亚、蒙古国、哈萨克斯坦、白俄罗斯和波罗的海三国（爱沙尼亚、拉脱维亚和立陶宛）。此外，俄罗斯还与乌克兰、阿塞拜疆签署了互联电网的技术支持协议。

俄罗斯电网电压等级从 110kV 至 1150kV 共有 8 级。俄罗斯装机容量增长缓慢，输电线路建设却保持了较快增长，2005～2010 年平均每年增加 19 117km。截至 2011 年底，俄罗斯已建成 200kV 及以上输电线路 12.3 万 km，其中 400kV 以上的输电线路约 3.87 万 km。表 6 和表 7 分别为俄罗斯联邦电网公司架空线路回路长度和俄罗斯联邦电网公司变压设备。

表 6　俄罗斯联邦电网公司架空线路回路长度

电压等级（kV）	输电线路回路长度（km）						
	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2010 年	2011 年
1150	818	820	820	820	949	949	949
800	402	402	402	402	378	378	378
750	2972	2972	2973	2973	2972	3076	3076
500	31 238	31 819	32 578	32 572	33 790	33 599	34 166
400	126	126	126	126	126	126	126

续表

电压等级 (kV)	输电线路回路长度 (km)						
	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2010 年	2011 年
330	7687	7894	7967	7994	9911	10 579	10 567
220	1795	1799	2018	2019	68 400	71 582	73 774
总长度	45 038	45 832	46 884	46 906	116 526	120 289	123 036

资料来源：俄罗斯联邦电网公司历年年报。

表 7　俄罗斯联邦电网公司变压设备

名　称	年　份			
	2008	2009	2010	2011
变电站数量（座）	758	797	805	854
变电容量（MV·A）	286 185	298 458	311 000	322 500

资料来源：俄罗斯联邦电网公司历年年报。

技术经济指标　1995～2010 年俄罗斯平均设备利用小时为 4079～4645h；其中核电设备利用小时较高，2000 年后均超过 6000h；其次为火电，为 3822～4631h；水电设备利用小时为 3562～4051h。因发电设备相对老化，厂用电率和煤耗相对较高。俄罗斯地域广阔，远距离输电线路较多，线损率相对较高。表 8 为俄罗斯电力工业主要技术经济指标。

表 8　俄罗斯电力工业主要技术经济指标

年　份	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4079	4125	4088	4645	4429	4635
其中：水电	4051	3729	3809	3562	3763	3598
火电	3999	3965	3822	4631	4251	4557
核电	4686	6015	6571	6869	6890	7178
其他	2727	2609	7190	5222	5200	5656
厂用电率（%）		7.45	6.89	6.48	6.01	6.00
线损率（%）	8.61	11.76	11.97	10.68	10.93	10.28
供电标准煤耗 [g/（kW·h）]	312	341	333	336	333	338

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成　由于 20 世纪 90 年代经济衰退，2000 年俄罗斯用电量降到历史最低点，比 1990 年用电量减少 29.0%。21 世纪初，用电量开始缓慢增长，2010 年用电量为 9034 亿 kW·h，较 2000 年增长 18.5%。在用电构成中，农业、工业和居民生活用电比重呈下降趋势，商业、服务业用电比重呈增长趋势。表 9 为俄罗斯用电量及其构成。

表 9　俄罗斯用电量及其构成

年份	用电量 (亿 kW·h)	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业和渔业
2000	7621	61.1	18.5	8.4	8.0	4.0
2003	7924	61.6	18.0	8.3	9.5	2.6
2004	8117	61.6	17.7	8.6	9.9	2.2
2005	8281	61.3	13.2	13.4	10.0	2.1
2006	8724	62.4	12.9	12.9	9.8	2.0
2007	8977	61.2	12.9	14.4	9.7	1.8
2008	9135	60.0	12.8	16.3	9.1	1.7
2009	8698	56.9	14.2	17.8	9.3	1.7
2010	9034	57.1	13.0	18.7	9.5	1.7

资料来源：国际能源署历年《非经济合作组织能源统计》。

管理体制和机构　俄罗斯于 1992 年成立了集发电、输电与配电于一体的国有控股电力公司——俄罗斯统一电力公司。2008 年 7 月 1 日，俄罗斯统一电力公司正式停止运营，通过拆分与重组，在发电、输电、配电、调度、交易和检修环节都成立了独立股份公司。骨干电网和电力调度由联邦电网公司和系统调度公司控制，水电公司依然为国家所有，而俄罗斯统一电力公司旗下的火力发电厂组建成 14 个地区性电力公司和 6 个电力批发公司，它们或招标出售或通过上市募集资金。政府规定，募集到的大部分资金必须用来建设国家电力投资纲要中规定的新建项目。2010 年，俄罗斯政府对输配电企业实施股权多元化，但仍保持国家控股。

电力行业结构　改革后的俄罗斯电力行业，分为非竞争性公司和竞争性公司。非竞争性公司包括作为市场运营机构的交易系统管理公司、联邦电网公司及其下属的骨干电网分支机构和地区骨干电网公司、跨区配电网公司、系统调度公司。竞争性公司包括核电公司、水电批发发电公司、6 家火电批发发电公司、14 家地区发电公司、远东发电公司、其他发电公司、垂直一体化的独立地区电力公司、售电公司和检修公司。

俄罗斯联邦政府在联邦电网公司、系统调度公司和核电公司的股份大于 75%，在跨区配电网公司、水电批发发电公司、远东发电公司、独立地区电力公司的股份大于 50%，在交易管理公司、火电批发发电公司、地区发电公司、其他发电公司、售电公司、检修公司的股份小于 50%。

电力管理机构　俄罗斯联邦反垄断部门负责市场监管；市场运营机构负责市场规则的制定与实施，调解市场争议；联邦技术检查部门负责建立技术与安全标准，监督服务质量；联邦定价部门负责对输电服务定价，并监督配电服务价格；区域电力委员会负责设定配电价格，但必须事先与联邦定价部门、经济发展与贸易部及地区政府部门交换意见；经济发展与贸易部负责制定规则和价格形成机制。（见俄罗斯电力交易市场）

Eluosi dianli jiaoyi shichang

俄罗斯电力交易市场　(electricity trading market in Russia)　自 1992 年以来，俄罗斯不断探索推进电力市场化改革，先后制定了多个改革方案。2001 年 7 月 11 日，

俄罗斯政府发布526号文件《俄罗斯联邦电力工业重组》，将俄罗斯统一电力公司进行拆分，开放电力交易市场以吸引国内外私人投资，国家只保留对电网和调度的控制。2003年俄罗斯通过电力法，将2008年7月1日确定为改革的结束期限。电力法颁布后的5年中，逐步实施了电力行业的结构调整，重组发电公司和电网公司，出售政府股权，启动了电力批发市场和零售市场。从2011年起，电力按照自由价格出售。电力部门的结构重组已经完成，原有垂直一体化的垄断结构已被解捆，对输配电网继续保持国家控制，通过股权多元化吸引投资。（见俄罗斯电力工业）

市场主体 2008年7月1日，俄罗斯原有的集发、输、配电于一体的集团化国有控股电力公司——统一电力公司停止运营，俄罗斯电力行业的重组过程基本完成，发输配售各环节被彻底拆分。至此，俄罗斯电力交易市场主体包括发电公司、输电公司、配电公司、售电公司、调度机构、交易机构和监管机构。

发电公司　统一电力公司的发电资产重新整合为两种类型的跨区发电公司：批发发电公司（Generation Company of the Wholesale Electricity Market，WGC）和地区发电公司（Territorial Generation Company，TGC）。除此之外，国有独资的核电公司、远东发电公司及各垂直一体化的独立地区电力公司所属的发电企业，也是发电企业的重要组成部分。批发发电公司共7家，于2005年3月成立，主要业务是发电，覆盖范围不受限制，其中6家在火电厂基础上形成，另一个主要由水电站组成，称为水电批发发电公司（HydroWGC）。地区发电公司于2005年8月成立，主要包括热电联产的发电厂。按照改革目标，水电批发发电公司40%的股份、火电批发发电公司50%以上的股份以及地区发电公司的全部股份，将出售给私人投资者、俄上市公司和外国企业。截至2008年1月，所有火电批发发电公司和地区发电公司的原定重组目标都已完成，水电批发发电公司的组建也进入初始阶段。发电公司通过招标出售或上市的方式募集资金。俄罗斯天然气工业公司、诺利尔斯克镍业公司、德国意昂集团、意大利国家电力公司、芬兰富敦电力公司、俄罗斯卢克石油公司等一大批公司成为这些发电公司新的所有者。

输电公司　俄罗斯联邦电网公司（Federal Grid Company，FGC）是统一电力公司的全资子公司，成立于2002年，负责全国主干电网的运营。2008年7月1日统一电力公司停止运营以后，俄罗斯联邦电网公司成为独立公司。联邦电网公司的资产，主要由通过融资或国家贷款的方式购买的原属各地区电力公司的输电资产构成，所有高压（220kV及以上）输电设施均归其所有并负责运行。按照改革方案，国家在联邦电网公司中的股份为76%，其余24%的股份将全部由私人投资者、俄上市公司和外国企业拥有。联邦电网公司拥有8个骨干电网分支机构，分别是中部骨干电网、南部骨干电网、伏尔加骨干电网、西北骨干电网、乌拉尔骨干电网、西西伯利亚骨干电网、西伯利亚骨干电网和远东骨干电网。8个骨干电网分支机构下设36个地区骨干电网公司。另外，联邦电网公司还拥有电力科技中心股份公司、电力通信股份公司、电网专业股份公司、电网服务总股份公司、电力建设与供应股份公司及工程管理股份公司等直属子公司和附属公司。

配电公司　各地区电力公司的配电网资产重新组建成了11个跨区配电网公司（Interregional Distribution Grid Company，IDGC）（除远东跨区配电网公司外），下设57个地区配电公司（DGC）。按照改革方案，国家在跨区配电网公司中的股份超过50%，由跨区配电网控股公司代表国家持股，其余部分将向投资者出售。2007年，跨区配电网公司的股份委托联邦电网公司暂时管理。2008年5月21日，跨区配电网公司的管理权转给俄罗斯统一电力公司内部成立的跨区配电网控股公司。统一电力公司被拆分后，跨区配电网控股公司成为独立公司，负责各跨区配电网公司的管理工作。

2013年，俄罗斯将联邦电网公司与跨区配电公司合并，成立了集输配电业务于一体的俄罗斯电网股份公司。

售电公司　由地区电力公司改组而成，或由其他公司出资成立，从批发和零售市场购电，以向其他各方出售电力为主要业务。改革结束后，售电公司的股份全部出售给私人投资者、俄上市公司和外国企业。在售电环节，每个地区都有地方政府指定的责任供电商，作为保底供电商，为辖区内的任何电力用户提供电力服务。

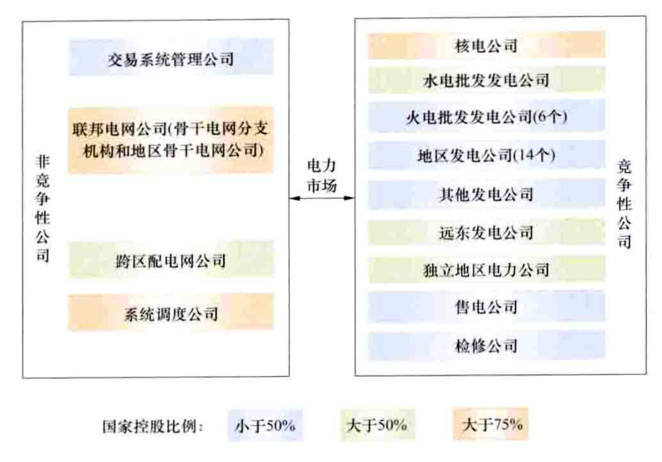
调度机构　系统调度公司的主要业务是负责对俄罗斯全国电力系统的调度，是一个独立的公司。在俄罗斯7个联邦区各设立1个联合调度局，7个联合调度局下设57个地区调度局。

交易机构　作为市场运营机构，交易系统管理公司是一个非营利的合伙企业，国家股份少于50%。金融结算中心是交易系统管理公司的全资子公司，负责组织批发市场的合同交易，并负责签订市场成员间的财务协议。

监管机构　电力监管部门有价格监管权力，监管一系列电价和收费，包括发电电价、系统运行电价、市场服务、辅助服务、输电电价和零售电价的上限；也有间接投资监管权力，即电价基于预计的现金支出——包括投资需求。俄罗斯没有“独立监管”，即俄罗斯的监管机构在很大程度上从属于政府政策部门。因此，电价受政府的有效控制。经济发展与贸易部负责制定规则和价格形成机制，作为实施经济管理的重要方面。因此，在实践中，联邦电价部门和地区能源委员会的职能仅限于确定具体的电价测算方法及进行具体的电价测算。在俄罗斯，联邦电价局负责监管所有的地区间和跨地区电价、输电线路、联邦电站（典型的是大型凝结式电厂）、核电厂及主要水电站的发电电价。同时，联邦电价局也为地区能源委员会制定的最终用户电价确定上限。地区能源委员会为综合性（发电、配电和供电）地区电力公司（称为Energos）确定最终用户电价。

市场结构 改革后的俄罗斯电力交易市场，可以分为非竞争性公司和竞争性公司。其中，非竞争性公司包括作为市场运营机构的交易系统管理公司、联邦电网公司及其下属的骨干电网分支机构、地区骨干电网公司、跨区配电网公司及系统调度公司；竞争性公司包括核电公司，水电批发发电公司、6家火电批发发电公司、14家地区发电公司、远东发电公司、其他发电公司、垂直一体化的独立地区电力公司、售电公司和检修公司。俄罗斯联邦政府在联邦电

网公司、系统调度公司和核电公司的股份大于75%，在跨区配电网公司、水电批发发电公司、远东发电公司、独立地区电力公司的股份大于50%，在交易系统管理公司、火电批发发电公司、地区发电公司、其他发电公司、售电公司及检修公司的股份小于50%。俄罗斯电力交易市场结构见图。



俄罗斯电力交易市场结构

市场建设 包括批发电力市场建设和零售电力市场建设。

批发电力市场建设 2003年10月24日，俄罗斯批发电力市场在欧洲区和乌拉尔区开始运行。在批发电力市场中，交易主体包括发电公司、电力进口商、售电公司、电力出口商和用户。交易主体通过双边金融合同、日前市场和平衡市场进行交易。卖方可以将其发电量的15%在市场中交易，买方可以从市场购买的最高份额不超过其供电量的30%。2005年5月1日，“5%～15%”自由交易量的过渡批发电力市场模式在西伯利亚统一电力系统内启动。至此，俄罗斯批发电力市场形成欧洲价区（包括乌拉尔在内）和西伯利亚价区。2006年9月1日，俄罗斯新的电力批发市场开始运行。与原有的批发电力市场相比，建立新批发电力市场的主要目的是将电力价格由国家监管逐步向由市场竞争形成价格过渡。在新的批发电力市场建立初期，电力交易主要以受监管的合同交易为主，日前集中竞价交易和自由交易为辅。按照市场建设规划，日前集中竞价交易和自由交易的电量逐步扩大，并最终取代受监管的合同交易。2006年，新的批发电力市场中的交易全部为受监管合同。2007年1月1日～6月30日，受监管合同的比例下降至90%～95%。

零售电力市场建设 俄罗斯零售电力市场成员主要包括用户、责任供电商、售电公司、发电企业和其他组织等。在零售电力市场中，售电价格分为市场价格和管制价格。其中，市场价格主要随批发市场价格的波动而变化，但设有最高和最低价格。管制价格主要由政府根据批发电力市场价格制定。在电力市场建设的过渡期，向居民用户售电全部采用管制价格。

Eluosi lianbang jiliang he jishu guanliju

俄罗斯联邦计量和技术管理局

(Federal Agency on Technical Regulating and Metrology) 俄罗斯标准化、计量与认证工作的主管机构，组建于2004年。其前身是俄罗斯联邦标准化、计量与认证委员会（Gosstandart of Russia），简称俄标委。

俄罗斯联邦计量和技术管理局包括7个局（设备管理局、计量监督局、技术控制和标准化局、信息保障和委托认可管理局、计划预算和国有资产局、国际和区域合作局、事务局）、20个从事研究工作的科研院所（全俄质量及标准分类、术语、信息科研所，全俄标准化科研所，全俄认证科研所等）、国际标准咨询推广公司、国家标准与质量信息出版署、标准出版社出版印刷联合体、地方分支机构、院校（标准计量认证科学院、莫斯科计量与质量工程学校等）等。

erci nengyuan

二次能源

(secondary energy) 由一次能源经过加工直接或转换得到的能量来源。属于二次能源的产品有电力、蒸汽、热水、煤气、焦炭、合成天然气、液化石油气、甲醇、氢和石油制品等。从事能源转换或加工的企业有发电厂、供热公司、焦化厂、炼油厂和煤气厂等。

能源加工或转换，都是将能源经过一定的工艺流程生产新的能源产品。两者既有联系，又有区别。能源加工是能源物理形态的变化，加工前后能源均未发生质的变化。如用蒸馏的方式将原油炼制成汽油、煤油、柴油等石油制品；用筛选、水洗的方式将原煤洗选成洗煤；以焦化的方式将煤炭高温干馏成焦炭；以气化的方式将煤炭气化成煤气等。能源转换是能量形态及物质化学形态的变化，转换前后的物质具有不同的能量形态、化学结构和性能。如煤炭在热电厂经过燃烧和发电装置转换为热能和电能；重质石油在炼油厂经过裂化装置转换成轻质石油等。

一次能源加工转换成二次能源时，要发生加工转换损失，其损失因加工转换方式不同而有较大差异。二次能源比一次能源有更高的终端利用效率，也更清洁和方便。

eryanghualiu kongzhi

二氧化硫控制

(sulfur dioxide control) 根据环境保护法规、标准要求，通过采取技术及管理手段消除或减少烟气中二氧化硫的活动。火电厂二氧化硫主要来源于煤炭、石油、天然气等燃料燃烧时可燃硫的燃烧。二氧化硫对环境的影响主要表现在对环境空气质量的影响和二氧化硫在大气传输过程中形成酸雨或通过物理和化学作用形成细颗粒物（又称二次污染物）对环境空气质量和生态的影响。不同排放源（如高架源、面源）、不同排放源布局、不同排放时间等排放的二氧化硫对环境的影响不同。火电厂二氧化硫排放属于高架源排放，通常同等质量的污染物对环境质量的影响小于其他源。按照二氧化硫的产生和排放过程，二氧化硫的去除可划分为燃烧前控制、燃烧中控制和燃烧后控制。

燃烧前控制 通过多种方法对燃料进行去硫净化，去除燃料中所含的硫分、灰分等杂质。主要方法包括洗选煤、型煤固硫、煤气化、煤液化和水煤浆技术等。

燃烧中控制 燃料燃烧过程中加入碱性吸收剂，与二氧化硫反应生成亚硫酸盐或硫酸盐。主要方法包括流化床燃

烧、炉内喷钙技术等。

燃烧后控制　利用吸收、吸附剂脱除烟气中的二氧化硫，生成硫酸盐或其他产物，又称烟气脱硫。烟气脱硫按脱硫剂是否以溶液（浆液）状态进行脱硫可为分为湿法与干法。湿法脱硫包括石灰石-石膏湿法、海水法、氨法、镁法、双碱法等；干法脱硫包括烟气循环流化床法、喷雾干燥法、炉内喷钙尾部增湿活化法、活性炭吸附法等。烟气脱硫是国际上从根本上控制二氧化硫普遍采用的技术方法，其中石灰石-石膏湿法是烟气脱硫的主流工艺，中国90%以上的火电机组采用此法。

见火电环境保护、大气污染物控制。



FIDIC jiqi hetong tiaojian

FIDIC及其合同条件 (FIDIC and contract conditions)

国际咨询工程师联合会（Fédération Internationale Des Ingénieurs Conseils，FIDIC）及其所制定的合同格式文本。FIDIC于1913年在英国，由比利时、法国、丹麦三个国际咨询工程师协会联合成立，总部设于瑞士洛桑。

机构设置 FIDIC内设执行委员会（Executive Committee，EC）和若干专业委员会，开展专业咨询和管理。专业委员会主要包括评估小组委员（Assessment Panel for Adjudicators，APA）、商业实践委员会（Business Practice Committee，BPC）、能力建设委员会（Capacity Building Committee，CBC）、合同委员会（Contracts Committee，CC）、诚信管理委员会（Integrity Management Committee，IMC）、会员委员会（Membership Committee，MemC）、风险和责任委员会（Risk and Liability Committee，RLC）、可持续发展委员会（Sustainable Development Committee，SDC）、质量管理委员会（Quality Management Committee，QMC）。



国际咨询工程师联合会100周年纪念标志

FIDIC下设两个地区成员协会，包括FIDIC亚洲及太平洋成员协会（ASPAC）和FIDIC非洲成员协会集团（CAMA）。截至2011年，FIDIC拥有来自全球90多个国家和地区的成员协会。中国大陆的中国工程咨询协会于1996年正式加入FIDIC。中国香港地区的香港顾问工程师协会、台湾省的中国工程咨询协会（中国台北）也正式加入FIDIC。

FIDIC合同格式文本 FIDIC的合同委员会，根据国际通用的项目管理模式，制定了许多规范性合同文本。这些合同文本站在客观、公正的立场上，明确业主和承包商的责任、权利和义务，明确咨询工程师在项目管理中的职责和作用。这些规范性合同文本不仅为成员国采用，而且在世界银行、亚洲开发银行、非洲开发银行的贷款项目中也经常采用，成为国际通用的合同格式文本，主要包括：①《土木工程施工合同条件》（1987年第四版，1992年修订版，红皮书）；②《电气与机械工程合同条件》（1988年第2版，黄皮书）；③《土木工程施工分包合同条件》（1994年第1版，与红皮书配套使用）；④《设计——建造与交钥匙工程合同条件》（1995年版，橘皮书）；⑤《施工合同条件》（1999年第1版）；⑥《生产设备和设计——施工合同条件》（1999年第1版）；⑦《设计采购施工（EPC）/交钥匙工程合同条件》（1999年第1版）；⑧《简明合同格式》（1999年第1版）；⑨多边开发银行统一版《施工合同条件》（2005年版）等。

2002年，中国工程咨询协会出版《施工合同条件》《生产设备和设计——施工合同条件》《设计采购施工（EPC）/交钥匙工程合同条件》《简明合同格式》等新版合同格式文本中译本，2003年出版配套合同应用指南中译本。

（1）《施工合同条件》（*Conditions of Contract for Construction*），又称“新红皮书”。该文件推荐用于有雇主或其代表——工程师设计的建筑或工程项目，主要用于单价合同。在这种合同形式下，通常由工程师负责监理，由承包商按照雇主提供的设计施工，但也可以包含由承包商设计的土木、机械、电气和构筑物的某些部分。

（2）《生产设备和设计——施工合同条件》（*Conditions of Contract for Plant and Design-Build*），又称“新黄皮书”。该文件推荐用于电气和（或）机械设备供货和建筑或工程的设计与施工，通常采用总价合同。由承包商按照雇主的要求，设计和提供生产设备和（或）其他工程，可以包括土木、机械、电气和建筑物的任何组合，进行工程总承包，但也可以对部分工程采用单价合同。

（3）《设计采购施工（EPC）/交钥匙工程合同条件》（*Conditions of Contract for EPC/Turnkey Projects*），又称“银皮书”。该文件可适用于以交钥匙方式提供工厂或类似设施的加工或动力设备、基础设施项目或其他类型的开发项目，采用总价合同。这种合同条件下，项目的最终价格和要求的工期具有更大程度的确定性；由承包商承担项目实施的全部责任，雇主很少介入，即由承包商进行所有的设计、采购和施工，最后提供一个设施配备完整、可以投产运行的项目。

（4）《简明合同格式》（*Short Form of Contract*），又称“绿皮书”。该文件适用于投资金额较小的建筑或工程项目。根据工程的类型和具体情况，这种合同格式也可用于投资金额较大的工程，特别是较简单、重复性或工期短的工程。在此合同格式下，一般都由承包商按照雇主或其代表——工程师提供的设计实施工程，但对于部分或完全由承包商设计的土木、机械、电气和（或）构筑物的工程，此合同也同样适用。

合同指南 为了帮助项目参与各方正确理解和使用合同条件和协议书、帮助咨询工程师提高道德和业务素质，提升执业水平，FIDIC相应地编写了一系列工作指南。主要包括：①《FIDIC合同指南》（2000年第1版）；②《客户/咨询工程师（单位）服务协议书（白皮书）指南》（2001年第2版）；③《咨询工程师和环境行动指南》；④《咨询分包协议书与联营（联合）协议书应用指南》；⑤《工程咨询业质量管理指南》；⑥《工程咨询业ISO 9004〈质量管理体系 业绩改进指南〉标准解释和应用指南》；⑦《咨询企业商务指南》；⑧《根据质量选择咨询服务和咨询专家工作成果评价指南》；⑨《FIDIC关于提供运行、维护和培训（MT）服务的指南》；⑩《FIDIC生产设备合同的EIC承包商指南》；⑪《设计

采购施工（EPC）/交钥匙工程合同的EIC承包商指南》；⑫《红皮书指南》；⑬《业务实践指南系列》；⑭《业务实践手册指南》；⑮《工程咨询业实力建设指南》；⑯《选聘咨询工程师（单位）指南》；⑰《施工质量——行动指南》；⑱《质量管理指南》；⑲《ISO 9001（质量管理体系 要求）解读》；⑳《业务廉洁管理指南》；㉑《职业赔偿和项目风险保险：客户指南》；㉒《联合国环境署—国际商会—FIDIC环境管理体系认证指南》；㉓《项目可持续管理指南》。

fadianchang xinxihua

发电厂信息化 (power plant informationization) 通过信息技术对发电厂生产、经营和相关业务进行管理和应用的全过程。它包括生产过程自动化和管理信息化两部分。发电厂生产过程自动化主要实现生产设备信息的采集与存储，解决不同设备之间的通信与信息交换，对生产过程中的设备进行控制，优化生产过程；发电厂管理信息化是采集生产过程中产生的管理信息，应用最新的管理思想和方法、电力经济分析方法、决策分析模型对生产经营过程中各项指标进行分析，为生产执行层、管理层、决策层提供信息，实现辅助决策，提升企业生产能力、经营管理能力以及市场能力。

组成 由发电厂实时数据/历史数据、厂级监控信息系统、管理信息系统或企业资源计划3部分组成。

发电厂实时数据/历史数据 发电厂是以发电为目的的大型生产企业，生产设备（包括分散控制系统、可编程控制器、除尘除硫设备等）产生了大量的控制信息、生产实时信息。采集单元将这些信息采集并保存到实时数据库中，形成大量有价值的实时和历史数据，以实时数据为依据可以产生大量的信息化应用系统。

厂级监控信息系统 以实时数据为核心，以控制系统为基础，主要实现对生产数据采集处理、性能计算和成本分析等功能，为运行人员、生产管理人员和决策者提供有价值的过程数据分析诊断信息，实现全厂范围内生产过程的实时信息共享，用来指导生产经营活动，提高机组运行的可靠性。

管理信息系统或企业资源计划 主要包括生产、经营、财务、营销、人力资源以及设备管理等子系统，以消除企业的信息孤岛实现企业的信息共享，提高企业的管理水平和运行效率。

发展阶段 从应用的过程来看可分为生产过程自动化、专项业务应用和信息综合应用3个阶段。

(1) 第一阶段（20世纪六七十年代），生产过程自动化阶段。主要表现为发电厂自动监测系统开始大规模应用和普及。

(2) 第二阶段（20世纪八九十年代），专项业务应用阶段。计算机辅助设计、计算机仿真系统等应用开始深入广泛开展，某些应用达到了较高的水平；管理信息系统开始发展应用。

(3) 第三阶段（20世纪90年代后），信息综合应用阶段。各种新型技术在信息化中得到深入应用，生产信息和管理信息相互融合；信息化由操作层向生产经营层和决策层延伸，开始建立各级企业的管理信息系统和辅助决策支持系统；信息化趋向于自动化和智能化。

fadian jieneng jishu

发电节能技术 (energy-saving technology for power generation) 在发电厂设计、制造、安装、运行、维护、检修等过程中，提高发电机组效率，减少能量损耗的方法和措施。根据发电厂类型不同可分为火力发电节能技术、核能发电节能技术、水力发电节能技术和可再生能源发电节能技术等，以火力发电节能技术为主。火力发电节能技术包括提高机组循环热效率、提高锅炉热效率、提高汽轮机内效率、降低厂用电率、降低机组起停过程能量损耗等相关技术。

提高机组循环热效率技术 包括超临界技术、超超临界技术、二次再热技术、燃气-蒸汽联合循环技术、整体煤气化联合循环技术、热电联产技术、汽轮机热力系统流程优化技术、循环水余热利用技术、冷端系统的设计优化与运行优化技术等。

提高锅炉热效率技术 包括锅炉受热面集成优化技术、锅炉烟气余热利用技术、锅炉高效燃烧技术、空气预热器密封技术、锅炉混煤掺烧优化技术、锅炉燃烧调整优化技术、锅炉吹灰优化技术等。

提高汽轮机内效率技术 包括汽轮机通流部分全三维、全四维设计技术，汽轮机先进密封技术，主蒸汽压力运行优化技术等。

降低厂用电率技术 包括主要辅机选型配置优化技术、泵与风机效率提高技术、小汽轮机驱动给水泵技术、引风机技术、凝结水泵及送引风机电动机采用变频调速技术、循环水泵采用双速调节或变频调节技术、电除尘节电技术等。

降低机组起停过程能量损耗技术 包括滑参数起停、优化辅助系统的起停顺序及时间、煤粉锅炉等离子点火技术（见图）和少油点火技术、邻炉蒸汽加热起动技术等。



煤粉锅炉等离子点火及稳燃技术（2004年中国国家科学技术进步奖二等奖）（中国国电集团公司 提供）

参考书目

李青，高山，薛彦廷．火力发电厂节能技术及其应用．北京：中国电力出版社，2007.

西安热工研究院．发电企业节能降耗技术．北京：中国电力出版社，2010.

fadian jingjia

发电竞价 (generation bidding) 在电力市场中，各发电企业为了确保自身的效益，必须对各种电价信号做出

反应，在成员间展开竞争，并被迫进行生产和管理的调整，以逐步达到以最小的成本满足预测的时变需求的行为。中国发电竞价模式的主要特征是，将各独立发电公司与电网分开，各自成为独立的法人；各个发电公司相互竞争向大用户、电网企业或零售商提供电力，电网企业向发电公司买电并向配电公司或用户供电。

特点 包括：①在发电厂基建和运行两个方面引入竞争机制，发电公司在控制基建投资和降低电力生产成本方面具备自我约束机制。②为保证各独立发电公司平等参与竞争，电力交易中心对买卖双方的运行操作须坚持“公平、公正、公开”的原则，交易过程要在法律和政府的有效监管之下。③电力大用户有选择供电的权利。

竞价模式 包括省级电力市场竞价模式和区域电力市场竞价模式两种。

省级电力市场竞价模式 包括：①省级电力市场总竞价模式；②水、火电竞价模式；③机组分组（类）竞价模式；④发电集团之间竞价模式。

区域电力市场竞价模式 包括：①双边交易模式。市场成员为各省级电力公司和各发电商，市场各方单独议价、签订合同；或者，由大区市场运行机构提供信息交换的场所。②单一购买者模式。在该模式中要求各省分割一部分负荷电量集中到大区电力交易中心形成大区竞价的电量。所有市场成员参与报价，并由大区单一购买者按照优先采购低价电力的原则安排交易计划。该模式的特点是：购售电交易必须在大区联营中心内进行，大区联营中心负责大区内交易额的平衡。市场交易不是完全自由的，而是受到调控。这一模式的核心是招标、投标、评标过程和最优决策模块。缺电的各省级电力公司向大区交易中心报出其可以接受的最低售电价，电力有余的各发电商向大区交易中心报出可以接受的最高购电价，大区交易中心进行价格的高低匹配，给出成交的统一电价，作为结算的基础。③电力经纪人模式是以价格为基础的代理商机制作为发展跨省电力市场的竞价模式。各省级电力公司不仅是单一的购买者，而且是本省发电商进行大区卖电的代理商。大区交易中心为经纪人，每小时通知各方潜在买家和卖家的价格，该模式主要应用于小时电力市场。

发电竞价的上网模式 以实现最大范围内的资源优化配置为目标，在保证电网安全稳定运行的基础上，以最小的电力公司或用户购电成本，满足负荷需求。发电竞价上网主要有两部制电价、发电超基数竞价、差价合同加现货市场、效率优先与差价合同相结合四种模式。

两部制电价 将电价分解为容量电价和电量电价两部分，容量电价按照各容量的固定成本确定，电量电价按照变动成本（燃料、维修等）确定。

发电超基数竞价 市场交易中心与各发电商签订购/售合同，明确合同电量与电价，并将机组的合同电量分解到日。合同电量以合同电价为结算依据，对机组的超合同电量报价实行最高、最低限制。

差价合同加现货市场 差价合同（contract for differences）是为规避现货市场价格波动引起的金融风险，交易双方以事先约定的合同价格与合同交割时的现货价格之差为基础签订的一种金融合同。在发电竞争运营模式下，差价合同的签订方法包括：①供需直接见面的情况下，由发电企业与用户直接签订；②供需不见面的情况下，由单一购买者与发电公司签订。前种方法下的市场竞争能力强，要求实时市场较健全。后种方法适应于发电竞争市场发展的初期，实时市场尚不完善，比较符合中国当前的发电竞争市场实际。

效率优先与差价合同相结合 在政府指导下，采用双边合同的方式，解决现有各发电企业存量资产不同，投资主体因历史沿革不同而反映在利益上的差异，从而使不同利益主体、不同历史时期、不同建设成本、不同负担的发电机组处于同一竞争起点。在此基础上，按发电机组的效率组织上网电量，实现全网范围内的资源优化配置。

竞价交易 在发电竞争模式中，电网之间可以进行电力交易，但只能在电网运营管理机构之间进行，不同电网的配电公司仍不能互相交易。因此，要签订的协议主要包括：①电网运营管理机构与发电公司之间签订的买电协议；②电网运营管理机构与配电公司之间签订的卖电协议。

交易过程 ①发电企业根据市场运行情况、调度规则及机组运行情况，制定竞价策略，向市场管理者（如区域电力市场交易平台等）提交报价和出力数据。②市场管理者汇总指定时段的成交量，编制机组运行规则。③发电企业履行合同，向市场提供所成交的电能。④交易结束时，发电企业从市场管理者处获取不同市场的电价和成交量。

市场监管 为了维护购售电过程的公开、公平和公正，引入投标机制，并制定相应的法规，使购售电过程自始至终处于法律和政府监控部门的有效监督之下，以维护电力市场的顺利运行。为此，需建立由电力主管部门、电力公司、发电商大用户等代表参与的监督机制和协调委员会，正确处理各利益主体之间的关系，调解和处理运营中的纠纷，确保市场准则的贯彻执行。

fadian nengyuan goucheng

发电能源构成 (energy composition for electricity generation) 在发电用能源总消费量中各类能源所占比例，通常以各类能源发电量和装机容量在总发电量和总装机容量中的比例表示，又称电源结构。用于发电的能源主要有煤、石油、天然气、核能、水能以及其他可再生能源等。

发电能源构成随科学技术的发展而变化。20 世纪 80 至 90 年代核能成为重要的发电能源之一，是核技术在发电领域中成熟应用的结果。21 世纪以来除水能外其他可再生能源用于发电数量增加，是可再生能源领域由传统利用方式向现代利用方式转变的结果。2010 年经济合作与发展组织（OECD）统计的国家合计发电量 10.25 万亿 kW·h，其中火电占 61.9%，核电占 21.4%，水电占 13.5%，其他可再生能源发电占 3.3%；与 2005 年相比，其他可再生能源发电增加了 2.0 个百分点。世界部分国家 2010 年与 2000 年发电能源构成比较见表。

世界部分国家 2010 年与 2000 年发电能源构成比较

国家	2010 年					2000 年				
	发电量（亿 kW·h）	发电量构成（%）				发电量（亿 kW·h）	发电量构成（%）			
		火电	水电	核电	其他		火电	水电	核电	其他
澳大利亚	2248	91.5	6.7	0.0	1.8	2123	91.7	8.2	0.0	0.0
印　度	8994	83.8	11.9	2.1	2.2	5608	83.6	13.6	2.8	0.4
英　国	3522	82.0	1.9	16.1	0.0	3771	75.1	2.1	22.5	0.3
墨西哥	2461	80.5	14.7	2.3	2.6	2044	76.9	16.2	4.0	2.9
中　国	42072	79.2	17.2	1.8	1.9	13556	82.2	16.4	1.2	0.2
意大利	3025	71.9	15.7	0.0	12.4	2766	79.4	18.4	0.0	2.2
美　国	41700	71.2	6.7	19.4	2.7	39905	72.9	6.9	19.7	0.5
韩　国	4694	68.0	1.4	30.2	0.4	2952	56.8	2.1	41.1	0.0
俄罗斯	9920	65.4	17.8	16.5	0.3	8778	66.3	18.8	14.9	0.4
德　国	5865	65.6	4.0	22.7	7.7	5645	64.1	4.5	29.7	1.6
日　本	10245	62.9	8.6	27.8	0.8	10579	60.4	9.1	30.2	0.3
西班牙	2882	46.2	15.2	20.4	18.2	2248	56.0	14.2	27.7	2.1
加拿大	5957	26.3	58.5	14.3	0.9	6056	28.7	59.2	12.0	0.0
法　国	5472	11.6	12.1	74.5	1.7	5407	9.8	13.3	76.8	0.1
巴　西	4665	8.1	83.8	2.8	5.3	3492	11.0	87.3	1.7	0.3

注："其他"为水能以外的风能、太阳能、地热能等可再生能源发电。各国按 2010 年火电比例高低排序。2010 年栏中，巴西、俄罗斯和印度为 2009 年数据。

资料来源：国际能源署（IEA）历年发布的年度统计数据。中国数据源自中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》。

由于各个国家的资源、经济、地理环境以及科学技术等方面的情况不同，发电能源构成有很大差异。澳大利亚、印度、英国和美国等国家的化石能源尤其是煤炭资源有一定的储量和开采量，发电能源构成中火电的比例较大，占 70%以上；巴西和加拿大水能资源丰富且开发程度较高，水电在发电量中的比例分别为 80%以上和 59%；而法国的发电能源结构中，核电在发电量中的比例高达 74%；日本国内缺乏能源资源，发电用能源主要靠进口，各类能源发电量比较均衡，火电中的煤电、油电、气电以及核电的发电量比例均为 20%～30%；一些欧洲国家为应对全球气候变化，可再生能源发电量及其所占比例有较大幅度增加。

在中国，长期以来，发电能源构成是以煤为主，其次是水能。中国常规能源资源以煤为主的特点，决定了在相当长的时间内以煤为主的电源结构不会有根本的改变。2010 年中国燃煤发电装机容量在发电总装机容量中的比例超过 68%；6000kW 及以上火电厂设备容量 70391 万 kW 中，燃煤装机容量 64661 万 kW，占 92%。煤炭是电力发展的基础能源，电力发展是煤炭发展的主要推动力，中国燃煤发电应遵循"煤电一体化发展"（即煤炭和电力相互协调、相互促进、融为一体发展）战略，发展和推广洁净煤技术，提高发电效率，推进电力、煤炭与经济、环境的全面协调发展。

中国应发展包括核能、油、气、水能以及其他可再生能源、新能源在内的各种电源，提高清洁能源的比重，实行电源多样化，多种电源互补，既增加发电量，又使动力资源得到优化配置，经济合理地使用各种能源。

中国水能资源丰富，可开发量居世界首位。截至 2010 年底，中国水电装机容量 21340 万 kW，跃居世界首位，约占全国发电装机容量（96219 万 kW）的 22%。但由于资源分布和电力负荷分布的不均衡，客观上限制了水电的发展，致使其开发利用程度仅为 1/3，远低于其他水能资源丰富国家的水平。水电是可再生的清洁能源，是国家优先发展的符合可持续发展要求的产业，是可再生能源发展的重点。

中国核电的起步较晚。首先是在经济发达的东部沿海缺能地区建设核电，这不但有利于核电的发展，而且对缓和该地区的能源供需矛盾和促进经济繁荣有着重大经济和社会意义。至 2010 年底，中国已投产的 1082 万 kW 核电装机容量（约占全国发电装机总容量 1%）分布在广东、浙江和江苏三省；在建核电装机容量分布在福建、山东、辽宁、广西等省区。（见核燃料资源）

在燃油、气发电方面，根据世界经济一体化发展和国际油价变动的情况，采用燃气联合循环发电机组，充分利用国际和中国两种资源和两个市场，适当发展油电和气电，是实行多种电源互补的有效办法之一。中国在 20 世纪 70 年代曾建设一批燃油电厂，后因石油供应短缺，部分改为烧煤。1985 年后，一些地区因缺电安装了柴油机和燃气轮机，使燃油、燃气机组容量有所增加。至 2010 年底，中国 6000kW 及以上火电厂设备容量中，有燃油装机容量 878 万 kW，燃气装机容量 2642 万 kW，合计占 5.0%。燃气-蒸汽联合循环机组的投资相对较少，建设工期短，在电力系统运行中效率高，作为必要的补充电源，承担峰荷和系统备用，有明显的经济效益。燃气-蒸汽联合循环机组可燃用油、天然气和煤层气。从电力发展战略角度考虑，在有油、气资源的地区或有进口油、气条件的峰谷差矛盾较大的电网中，可适当配置油电和气电，以实现发电能源的优化组合，满足系统电力负荷的需求。（见石油资源、天然气资源）

风能、太阳能、地热能和海洋能等均为可再生的清洁发

电能源，中国陆上 70m 高度风力发电可开发资源有 25.67 亿 kW，太阳能光伏发电可开发资源有 5.20 亿 kW，开发利用程度很低。截至 2010 年底，全国风力发电装机容量 2958 万 kW，生物质发电装机容量 550 万 kW，太阳能光伏发电装机容量 80 万 kW，地热能和潮汐能发电装机容量约 3 万 kW；非水可再生能源发电合计装机容量 3590 万 kW，仅占发电装机总容量的 3.7%。（见风能资源、太阳能资源、地热资源、海洋能资源）

fadian nengyuan zai yici nengyuan xiaofei zhong de bizhong

发电能源在一次能源消费中的比重　（share of energy for electricity generation in total primary energy）

发电（供热）用能源投入量占一次能源消费总量的比例。其与电力消费在能源消费总量中的比重同是表征一个国家（或地区）经济社会电气化程度的重要指标。在一次能源消费总量中，发电用能源的比例越大，电力在能源系统中的地位越重要，经济社会电气化的程度就越高。由于使用电力比直接使用石油、天然气和煤炭等一次能源的效率高，且电力用途广泛、使用灵活方便、不污染环境、可靠性高，因此，世界各国的电力生产和消费以高于能源的速度增长，发电用能源在一次能源消费总量中的比例日益增大。世界部分国家 2009 年发电用能源投入量及其占一次能源消费总量的比例见表。

世界部分国家 2009 年发电用能源投入量及其占一次能源消费总量的比例

国家	发电能源投入量（万 t 标准煤）	发电能源构成（以发电能源投入量为 100%）						发电能源投入量占一次能源消费总量的比例（%）
		煤炭（%）	石油（%）	天然气（%）	核能（%）	水能（%）	其他（%）	
世界合计	652980	46.8	5.8	22.0	15.4	6.1	3.8	37.6
法　国	18556	4.9	1.6	4.9	82.2	3.8	2.6	50.7
澳大利亚	8808	81.3	1.0	12.8	0.0	1.7	3.1	47.0
日　本	30519	27.2	7.9	24.4	34.1	3.0	3.4	45.3
德　国	19193	45.5	1.6	12.3	26.2	1.2	13.2	42.2
美　国	128229	49.0	1.3	19.2	24.1	2.6	3.8	41.5
英　国	11214	31.4	2.1	37.5	22.9	0.6	5.5	39.9
西班牙	7123	17.1	7.9	33.0	27.6	4.5	10.0	39.4
意大利	8085	17.8	13.4	46.7	0.0	7.5	14.7	34.4
加拿大	12321	21.6	2.9	9.6	27.3	36.3	2.3	33.9
俄罗斯	49095	18.7	3.7	59.4	12.5	4.4	1.3	53.1
韩　国	15234	46.7	4.7	11.6	36.1	0.2	0.7	46.5
南　非	8919	94.3	0.0	0.0	5.3	0.2	0.2	43.3
中　国	118065	89.5	1.1	1.8	0.7	6.4	0.5	40.4
沙特阿拉伯	8594	0.0	54.0	46.0	0.0	0.0	0.0	38.1
埃　及	3832	0.0	20.9	74.7	0.0	4.1	0.4	37.2
印　度	35591	79.6	4.4	9.3	1.9	3.7	1.1	36.9
墨西哥	7642	13.4	19.8	44.4	5.1	4.3	13.0	30.6
巴　西	7092	5.3	6.4	5.0	6.8	67.7	8.7	20.7

注：按发展中国家和发达国家分列，并按 2009 年发电用能源投入量占一次能源消费总量比例的大小排序。电力按电热当量折合标准煤。

资料来源：国际能源署（IEA）发布的各国 2009 年能源平衡表，中国国家统计局《中国能源统计年鉴 2009》中国能源平衡表。

发电用能源占一次能源消费总量比例的不断增大，反映了各用能部门用电量增加和逐步用电能替代直接使用一次能源的趋势。其主要原因包括：电能便于转换为社会所需要的各种形式的能量，并且转换效率高；一些不宜或不便于直接利用的一次能源，如核能、水能、风能、太阳能、低热值燃料等，可以通过转换成电能而得到充分利用，从而扩大了一次能源的应用范围；用电能作为动力，能够有效地促进社会生产的机械化、自动化，提高劳动生产率，改善劳动条件，同时也有利于提高能源利用效率；电能便于集中大量生产、集中管理和远距离输送，从而可以有效地缓解运输压力和处理能源生产对环境的影响，有利于环境保护，特别是有利于大中型城市环境质量的改善。

中国与其他国家一样，一次能源用于发电的比例逐年增大。中国自 20 世纪 80 年代实施能源工业发展“以电力为中心”的战略以来，发电装机容量由 1980 年 6587 万 kW 增加到 2010 年 96219 万 kW，年均增长率 9.35%；发电量由 1980 年 3006 亿 kW · h 增加到 2010 年 42072 亿 kW · h，年均增长率 9.19%；大大超过同期一次能源生产总量和消费总量年均增长率（5.26%和 5.78%）。按发电标准煤耗计算，发电用能源占一次能源消费总量的比例由 1980 年 20.6%增加到 1990 年 24.7%、2000 年 33.8%和 2010 年 40.4%。

fadian qiye shengchan zuzhi xingshi

发电企业生产组织形式　（production organization of power enterprises）　发电企业在生产过程中对投入的资源要素进行有机组合和运营，形成的相对固定的组织结构。它是发电企业劳动组织的重要组成部分；发电企业合理配备人员，科学组织生产和管理工作的依据；衡量发电企业劳动力使用的有效性和劳动计量考核的尺度；促进发电企业盘活劳动力资本存量，提高企业劳动生产率的有效措施。

原则　发电企业的劳动组织与定员面向市场，以效益为中心，与生产力的发展水平相适应，并随着生产技术的发展和企业内部、外部条件的变化有所调整：①有效地组织和发展生产；②科学的专业划分和便于协调；③合理的管理层次和管理幅度；④明确的职责权限；⑤先进合理的人员配备；⑥有效降低成本；⑦有利于电网的统一调度。

组织形式　主要模式有一般形式和总厂制形式两种。

一般形式　一个发电企业只管理本企业的组织形式。除设有计划、生产技术、劳动人事、财务、审计和行政事务等管理部门外，生产工作按运行和检修的不同组合形式组织。

20 世纪 80 年代以前，发电企业的生产组织有小分场制、大分场制和运行大分场检修小分场制等形式。①小分场制。发电企业按专业设备划分为几个生产区域，每个生产区

域建立一个分场。在火电厂中，一般有汽轮机、锅炉、电气、燃料、化学、热工及修配等分场；在水电站中，一般有水工、水轮机、电气等分场。各分场统一管理设备的运行和检修，实行厂部、分场和班组三级管理。②大分场制。按发电设备的运行和检修划分为运行分场（车间）和检修分场（车间）。火电厂运行分场（车间）负责汽轮机、锅炉、电气及燃料等设备的全部运行及日常维护工作；检修分场（车间）负责设备的大小修及维修工作。③运行大分场检修小分场制。火电厂运行实行大分场制，将检修大分场划分为汽轮机、锅炉及电气等小分场，从而形成运行大分场检修小分场的混合式结构。在小型火电厂和水电站中，有些分场合并或不设。20世纪80年代以来，随着生产、技术的发展和劳动生产率的提高，生产组织形式呈现多种多样的格局。归纳起来，可分为常规和新型两种形式。

（1）常规形式。普遍存在于建厂时间较早、发电主辅设备自动化程度较低，机组没有实行集中控制的企业。①火电厂一般按运行、汽轮机检修、锅炉检修、电气检修、燃料、化学及热工等设置机构，组织生产。各生产部门相对独立，各负其责。类似于上述运行大分场检修小分场的混合式结构。②水电站按发电、机械检修、电气检修、水工及水务等设置机构，组织生产。

（2）新型形式。实行一种准事业部制的劳动组织形式。主要存在于建厂时间较晚，发电主辅设备自动化程度较高，机组实行集中控制的企业。①火电厂打破“机、电、炉、热、化、燃”的界限，按运行（含汽轮机、锅炉、电气、化学、除灰除尘、脱硫等）、维修（含热机、电气、热控等）、燃料（含运行、检修、燃料管理等）等设置机构、组织生产。②水电站按运行、维修及水工等设置机构，组织生产，特别是实行了无人值班（少人值守）的企业，部分值守人员采用了随叫随到（on-call）制的劳动组织形式，使生产组织更加集约、科学。多数新厂（站），大小修工作外包，实行合同管理。

总厂制形式　随着电力系统的发展和地区负荷的增长，出现了同一城市、同一河流、同一地区有几个邻近的电厂。为了便于加强对这些电厂的管理，降低生产成本，建立了一厂多站制或总厂－分厂制（通称总厂制）组织形式。起初，这种形式多用于水电站，后来用于火电厂。

（1）一厂多站制。对同一城市、同一河流或同一地区邻近的隶属于一个投资主体的几个电站组成的一个厂，只设一套职能机构，实行统一管理，管理工作集中在厂，服务到站，电站多作为电厂内部的生产单位。在一厂多站制中，有的电厂只设一个集中检修队伍，负责下属各电站的设备检修工作，电站只设运行部门；有的电厂在各电站分别设有检修队伍。

（2）总厂一分厂制。几个电厂合并组成一个总厂，设总厂厂部；原来的几个电厂作为分厂。总厂厂部可以独立设置，也可以以其中的一个电厂作为总厂厂部。在内部组织上形式上分为：大修集中到总厂，分厂负责运行和维修，设置比较精干的职能部门，具有一定的独立性；分厂只是单一的运行单位，检修工作全部集中到总厂，管理比较简单，分厂不独立对外，只配备必要的职能人员从事管理工作。21世纪以前，总厂制的组织形式多是网、省公司的内部核算企业；21世纪以来，出现了越来越多的发电企业改组为规范的一个公司多个厂的独立发电公司。

fadianquan jiaoyi

发电权交易　（generation right exchange）　交易双方在平等自愿的原则下，在不影响电力消费者利益的前提下，采取双边交易或集中交易的方式完成电量指标的买卖。通过发电权交易，引导、鼓励和促使发电成本高的机组将其计划合同电量的部分或全部出售给发电成本低的机组，从而达到优化发电结构，降耗减排的目的。

交易机理　对于一些发电机组，如果由于某种原因无法执行其已签订、在有效期内的全部或部分合约发电量合同，可以通过双边、多边协商交易或电力调度交易机构组织的集中撮合交易，以自己认可的价格向高效节能环保机组（水电机组、高效率大容量火电机组等）购买相应数量的电量合同，与自己无法执行的合约发电量合同进行对冲，减少可能的违约损失。对于高效节能环保机组，如果有剩余发电能力（在能够完成其已签订的各类电量合同后的剩余发电能力），只要有利润，就可以通过双边、多边协商交易或集中撮合交易，以合适的价格售电（出售一定数量的电量）。发电权交易实现买卖双方经济利益共赢的必要条件是发电权受让机组的边际发电成本低于发电权出让机组的边际发电成本，而机组的边际发电成本主要为燃料成本。发电权交易能够促使低能耗、低排放、低成本的机组替代高能耗、高排放、高成本的机组发电，从而降低发电环节的总能耗、总排放与总成本。

交易条件　发电权交易必须具备的条件有：①电力供需缓和，供大于求，有一定的剩余发电容量。如果电力供需紧张，机组的可用容量裕度很小，不具有替代其他机组发电的剩余发电容量。②发电权交易必须具备安全性及可靠性。在发电权交易中，发电权受让机组替代发电权出让机组发电，可能改变原有的电网潮流分布和供电可靠性，发电权交易必须确保电网的安全稳定运行及连续可靠供电。③发电权交易必须实现买卖双方双赢。发电权受让机组的边际发电成本应小于发电权出让机组的边际发电成本（或发电权受让机组发电的变动成本应小于发电权出让机组发电的变动成本），否则，发电权交易不能实现双方共赢。如果高效节能环保机组没有逐利动力，就会影响其参与发电权交易的积极性，而放弃发电权交易。④发电权交易要具有方向性。发电权交易的方向一般从成本高、污染重的机组转移到成本低、污染轻的机组。一般情况下，发电权交易必须是高效节能环保机组替代其他机组发电（高效节能环保机组替代高能耗、高污染机组发电，水电等清洁能源机组替代火电机组发电等），但特殊情况下，拥有发电指标的机组由于各种原因（重大设备损坏事故等）完不成发电量时，也可以制定规则进行发电权转让，这种情况下，发电权受让方的能耗不一定比发电权出让方的能耗低。⑤在能耗及排放相同时，负荷中心及受端电网中的发电权受让机组进行替代交易时，优先于其他机组；负荷中心及受端电网中的高效节能环保机组，优先与负荷中心及受端电网中的发电权出让机组交易。

交易模式　发电权是一种特殊商品。在普通商品市场中，卖方申报价格是卖方从买方收取的价格，而发电权交易

支付方向与普通商品相反，卖方申报的售出价格是向为它发电的买方支付的价格。因此，发电权交易撮合次序与普通商品正好相反：卖方按照报价从高到低的顺序排定交易优先级，买方按照报价从低到高确定优先级。通常包括简易模式和全效用模式。

简易模式　按不考虑交易成本的经纪人交易模式撮合发电权交易。交易过程包括：①确定电力公司在组织发电权交易中收取佣金的比率。②电力公司按照不考虑交易成本的方式依次撮合买家和卖家的发电权交易，并进行安全校核，取消不能通过安全校核的交易。③通知交易双方成交结果。

全效用模式　按照考虑交易成本的经纪人交易模式组织发电权交易。交易过程包括：①确定固定的交易成本，即电力公司组织发电权交易的佣金。②用极端潮流方法（或典型潮流方法）确定各节点之间交换发电权的地域成本。地域成本加固定成本，得到总成本矩阵，在开市前公布各节点之间交易的总成本矩阵。③用考虑交易成本的经纪人模式撮合交易，并进行安全校核，放弃不能通过安全校核的交易。④发布交易结果。

fadianquan zhihuan

发电权置换　(generation right replacement)　发电企业以市场价格将自己拥有的发电量指标转让给另一发电企业使用的活动。水电站在水电大发期间，除原来拥有的发电权外，可以在市场上购买发电权，以满足水电多发的要求。火电厂在汛期可以卖掉拥有的发电权，在非汛期可以购买水电站的发电权，以保证全年经营指标的完成。对电网企业而言，无论发电企业卖或买发电权，均应以电网实际运行为校核标准，判断其卖或买能否在实际电网运行中实现，即电网企业要对卖或买进行安全校核，保证发电企业间的交易顺利进行。安全校核通过后，电网企业以市场为平台进行发电权交易各方签订发电权置换合同，达成发电权置换。电网调度部门根据电网运行要求进行实时调度，合理安排运行方式，保证顺利进行发电权置换。

发电权置换是以清洁的水电、风电替代火电，或者以高效大火电替代小火电，以达到降耗、节能、减排、增效及维护社会稳定等目的。发电权置换成效包括：①优化了发电结构，节约了资源，降低了煤耗，交易双方在经济上实现了共赢。②减少了发电污染物排放量，有利于环境保护。

fadian shebei jianxiu guanli

发电设备检修管理　(maintenance management of electric power equipment)　为提高发电设备健康水平，保证机组安全、可靠、经济运行而进行的设备检测、诊断、维护、检修等工作。发电设备检修管理的目的是保证设备经常处于良好状态，为安全经济运行提供可靠的物质基础。在中国，发电企业设备检修管理可依据《发电企业设备检修导则》进行。

检修组织　在中国，各火电厂的生产设备系统差别很大，生产组织也有所不同。老火电厂有的按专业划分为汽轮机、电气、锅炉、热工、燃料和化学等分场，分专业统管设备的检修和运行；也有的按检修、运行分成两个大分场，由检修分场负责全厂设备的检修，而燃料分场一般仍负责燃料输送系统设备（有的厂还包括出灰系统设备）的检修和运行。对于大机组单元集中控制的火电厂，一般都设有集中检修队伍，负责全厂设备的检修。新建的实行"新厂新办法"的火电厂一般以运行为主，只配备负责热控和继电保护等系统的检修人员和负责燃料、锅炉、汽轮机、电气及化学等设备系统日常维护工作的少量维修人员，大修工作通过签订合同外包给检修公司。

检修类别　分为事后检修、计划检修和状态检修等类型。

事后检修　设备发生故障后或设备（部件）性能降低到合格水平以下时安排的检修。事后检修只能恢复设备的性能，不能预防设备故障的发生。发电厂的事故检修属于这种类型，主要是处理已发生事故的设备或系统的故障、缺陷，使设备或系统尽早恢复正常运行，带有抢修的性质。

计划检修　为防止设备性能劣化或可用系数下降，根据设备使用寿命、缺陷程度和发生故障的规律，结合生产任务预先安排的检修，属于预防性检修。计划检修的优点是：①有利于防止设备严重损坏，提高设备可用系数，降低设备故障停用损失；②可以加强电力生产计划性，有利于本地区电力和燃料的统一调度；③有利于合理利用检修资源和推行专业化集中检修。计划检修有大修、小修之分。中国发电设备计划检修推行的是预防性定期检修，即运行一定时间后进行停机检查、清扫、修理。大修间隔：火电汽轮发电机大修以汽轮机大修间隔为准，一般为4～6年一次，水电机组视磨损情况分为1～3年。小修间隔：火电机组10～12个月一次，水电机组每年1次。检修停用时间按机组容量也做了相应的规定。由于制造技术的进步和进口机组的增多，在不违反有关强制性标准（DL 612—1996《电力工业锅炉压力容器监察规程》等）规定的条件下，允许进口机组按照制造厂推荐的检修类别、间隔和工期进行检修，对技术状况好的机组也允许适当延长检修间隔，合理考虑检修工期。

状态检修　根据设备状态监测和设备诊断技术提供的信息，在设备发生故障前安排的检修，又称预知检修，也属于预防性检修。检修项目和时间的确定，取决于对设备故障概率的统计和分析。其主要特点是利用各种测试手段（包括常规的在线监测）和在线诊断等技术，对运行中的设备实际状态、变化趋势和规律进行科学预测和评估，做出是否需要检修的决定。

采用状态检修可以防止因检修不及时而导致的突发故障和避免不必要的检修造成的浪费，是发电设备检修的发展方向。

检修质量管理　发电设备检修必须提高检修人员的质量意识，始终坚持"质量第一"的方针，加强全面质量管理，严格执行质量验收制度，保证发电设备检修质量。检修后的设备应达到原设备制造厂规定的质量指标或检修工艺规程中要求的指标。检修工艺质量的检验要实行班组、车间、厂部三级验收制度。

检修管理依据　电力行业关于发电企业设备检修的推荐性标准。1987年，中国电力行政主管部门颁发SD 230—1987《发电厂检修规程》。2003年1月9日，国家经济贸易委员会将其修订为DL/T 838—2003《发电企业设备检修导则》，并于2003年6月1日实施。《发电企业设备检修导则》

中规定了发电机组的检修类型、检修间隔、检修项目及检修计划等内容。

检修等级分类　分为A、B、C、D四个等级。①A级检修是指对发电机组进行全面的解体检查和修理，以保持、恢复或提高设备性能。②B级检修是指针对机组某些设备存在问题，对机组部分设备进行解体检查和修理。B级检修可根据机组设备状态评估结果，有针对性地实施部分A级检修项目或定期滚动检修项目。③C级检修是指根据设备的磨损、老化规律，有重点地对机组进行检查、评估、修理、清扫。C级检修可进行少量零件的更换、设备的消缺、调整、预防性试验等作业及实施部分A级检修项目或定期滚动检修项目。④D级检修是指当机组总体运行情况良好时，对主要设备的附属系统和设备进行消缺。D级检修除进行附属系统和设备的消缺外，还可根据设备状态的评估结果，安排部分C级检修项目。


ICS 27.100
F 23
备案号：11439-2003

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 838—2003
代替 SD230—1987

发电企业设备检修导则

Guide of maintenance for power plant equipments

2003-01-09 发布　　2003-06-01 实施

中华人民共和国国家经济贸易委员会　发布

检修间隔　发电企业可根据机组的技术性能或实际运行小时，适当调整A级检修间隔，采用不同的检修等级组合方式，但应进行技术论证，并经上级主管机构批准。

检修项目　主要设备的检修项目分标准检修项目和特殊检修项目两类。

（1）标准检修项目：①A级检修标准项目的主要内容包括制造厂要求的项目，全面解体、定期检查、清扫、测量、调整和修理，定期检测、试验、校验和鉴定，按规定需要定期更换零部件的项目，按各项技术监督规定检查项目，消除设备和系统的缺陷和隐患。②B级检修标准项目可根据机组设备状态评估结果，有针对性地实施部分A级检修项目或定期滚动检修项目。③C级检修标准项目的主要内容包括消除运行中发现的缺陷，重点清扫、检查和处理易损、易磨部件，必要时进行实测和试验，按各项技术监督规定检查项目。④D级检修的主要内容是消除设备和系统的缺陷。发电企业可根据设备的状况调整各级检修的项目，原则上在一个A级检修周期内所有的标准项目都必须进行检修。

（2）特殊检修项目为标准检修项目以外的检修项目，以及执行反事故措施、节能措施、技改措施等项目；重大特殊项目是指技术复杂、工期长、费用高或对系统设备结构有重大改变的项目。发电企业可根据需要安排在各级检修中。

检修计划　包括检修工程规划和计划的编制、年度检修工程计划的编制、年度检修工期计划编制和申报、年度检修工期计划的调整和执行。

（1）检修工程规划和计划的编制。发电企业应每年编制三年检修工程滚动规划和下年度检修工程计划，并于8月15日前，报送其主管机构。三年检修工程滚动规划是发电企业对后三年需要在A、B级检修中安排的重大特殊项目进行预安排。三年检修工程滚动规划的内容应包括：工程项目名称，上次A、B级检修的时间，重大特殊项目的立项依据和重要技术措施概要，预定检修时间，预定停机天数，需要的主要备件和材料。

（2）年度检修工程计划的编制。各发电企业应根据本厂的主要设备和辅助设备健康状况和检修间隔，结合三年检修工程滚动规划，编制年度检修工程计划。年度检修工程计划编制内容主要包括：单位工程名称、检修级别、标准项目、特殊项目及立项依据、主要技术措施、检修进度安排、工时和费用等。

（3）年度检修工期计划编制和申报。发电企业应根据主管机构提出的年度检修重点要求，编制下年度检修工期计划。年度检修工期计划主要包括检修级别、距上次检修的时间、检修工期、检修进度安排及其说明等。每年10月15日前，发电企业应将其下年度检修工期计划报送电网企业。电网企业接到发电企业的年度检修工期计划后，结合电网的负荷预测、水文预报资料和能源政策，按照公平、公开、公正的原则对电网下年度输变电、发电设备检修计划进行平衡，并于每年11月15日前，批复下一年度全网设备检修计划。对于次年一季度进行检修的机组，应做出预安排。

（4）年度检修工期计划调整和执行。电网企业下达的年度检修工期计划中，A、B级检修的开工时间原则上不做调整。特殊情况需要调整的，应报电网企业审批，在季度、月度检修计划中予以明确。造成年、季、月度检修计划调整的各方应按有关规定承担相应的责任；C、D级检修和可能影响到电网输送功率、运行方式及重要用户用电（热）的辅助设备的检修，其开工时间可在月度检修计划予以确认。电网企业应根据年度检修工期计划，于每季最后一个月10日前下达下一季度的机组检修计划；于每月20日前下达下一个月度的机组检修计划。在不影响电网调度和事故备用的前提下，经电网企业批准，发电企业可利用节假日及电网负荷低谷时间进行D级检修。检修施工开始后，若因故需要增加停用时间，发电企业应于机组计划停用时间过半前，向电网企业提出申请，经批准后方可实施。

fadian shebei kekaoxing tongji pingjia

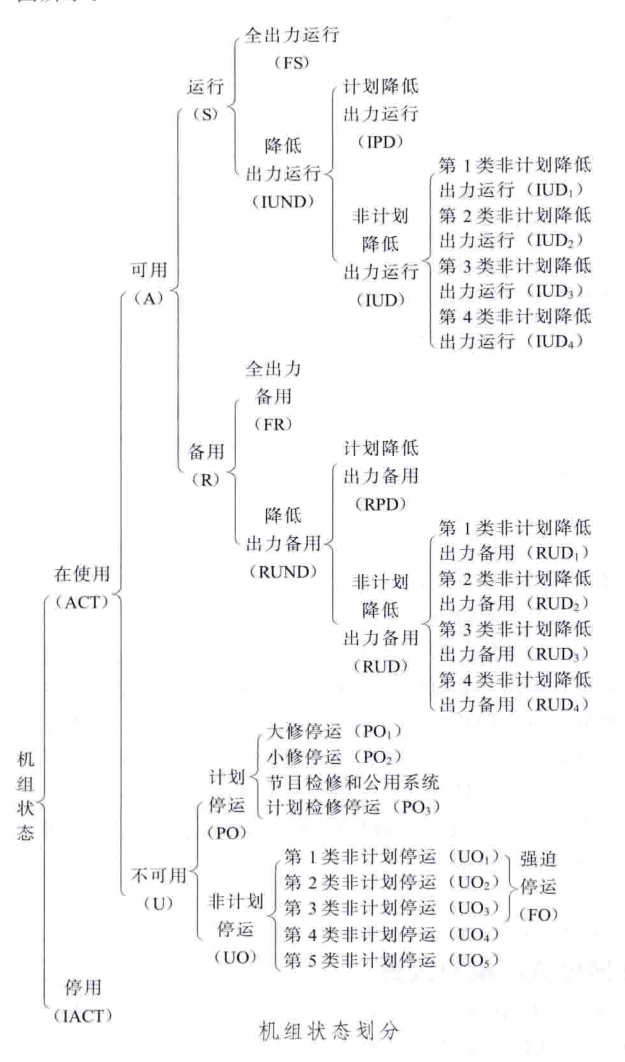
发电设备可靠性统计评价　（reliability statistical evaluation for generating equipment）　对发电设备的可靠性达到的水平进行统计、分析和确认的过程。开展发电设备可靠性统计评价是掌握发电设备在电力系统中运行状况的主要手段：①对发电设备是否可用进行量化描述；②对规划设计、设备制造、安装调试、生产运行、检修维护、生产管理等各环节总水平进行度量；③作为衡量发电设备技术状况及制定电力系统有关可靠性准则的依据。

统计评价技术标准　发电设备可靠性统计评价技术标准统一执行DL/T 793—2012《发电设备可靠性评价规程》。DL/T 793—2012规定了发电设备可靠性统计评价的范围、术语和定义、基本要求、状态划分、状态转变时间界限和时间记录的规定、状态填报的规定、评价指标、统计评价范围、基础数据注册、事件编码填写规定和统计评价要求等11项内容。

统计评价范围　机组统计评价范围包括火电机组、水电机组、抽水蓄能机组、核电机组、燃气轮机组、燃气-蒸汽联合循环机组及风力发电机组等。辅助设备的统计评价范围包括磨煤机、给水泵组、送风机、引风机、高压加热器、脱

硫系统、烟气除尘设备等。

统计评价状态　新建机组从移交生产之日起即纳入可靠性统计评价。机组状态分为在使用和停用。机组状态划分如图所示。



机组状态划分

统计评价指标　主要统计评价指标包括非计划停运次数、运行系数、等效可用系数、利用系数、强迫停运率等。（见发电设备可靠性指标）

fadian shebei kekaoxing zhibiao

发电设备可靠性指标　(reliability index of power generation equipment)　衡量发电设备可靠性运行水平的尺度。根据统计评价指标性质不同可将发电设备可靠性指标分为概率类指标、频率指标、时间指标三类。概率类指标包括非计划停运率、强迫停运率、等效强迫停运率、可用系数、运行系数、利用系数、计划停运系数、非计划停运系数、强迫停运系数等。频率指标包括计划停运次数、非计划停运次数、强迫停运次数等。时间指标包括可用小时、运行小时、利用小时、计划停运小时、非计划停运小时、强迫停运小时等。

主要可靠性指标定义　发电设备主要可靠性指标包括可用系数、等效可用系数、运行系数、利用系数和强迫停运率等。

（1）可用系数（available factor，AF）

$$\text{可用系数}=\frac{\text{可用小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（2）等效可用系数（equivalent available factor，EAF）

$$\text{等效可用系数}=\frac{\text{可用小时}-\text{降出力小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（3）运行系数（service factor，SF）

$$\text{运行系数}=\frac{\text{运行小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（4）利用系数（utilization factor，UTF）

$$\text{利用系数}=\frac{\text{利用小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（5）强迫停运率（forced outage rate，FOR）

$$\text{强迫停运率}=\frac{\text{强迫停运小时}}{\text{强迫停运小时}+\text{运行小时}}\times 100\%$$

可靠性指标统计　中国自1985年开展发电设备可靠性指标统计以来，积累了大量的数据资料。2007～2012年中国主要发电机组可靠性指标见表1和表2。

表1　2007～2012年中国10万kW及以上火电机组可靠性指标

年份	等效可用系数（%）	非计划停运次数（次/台年）	非计划停运时间（h/台年）
2007	92.93	1.02	48.00
2008	92.03	0.93	60.04
2009	92.90	0.66	37.36
2010	92.81	0.65	51.00
2011	92.80	0.71	50.25
2012	92.93	0.60	44.80

表2　2007～2012年中国4万kW及以上水电机组可靠性指标

年份	等效可用系数（%）	非计划停运次数（次/台年）	非计划停运时间（h/台年）
2007	92.87	0.81	11.77
2008	92.71	0.62	9.02
2009	92.48	0.54	19.87
2010	92.70	0.64	10.73
2011	92.22	0.45	13.76
2012	92.47	0.34	6.30

见发电设备可靠性统计评价。

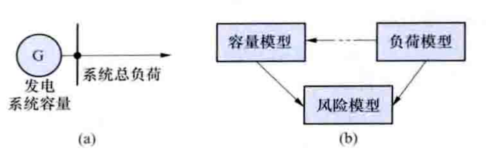
fadian xitong kekaoxing pinggu

发电系统可靠性评估　(reliability evaluation of power generation system)　对统一并网的现有或规划的全部发电机组按可接受标准及期望数量满足电力系统负荷电力和电量需求的能力进行分析、预测和认定的过程。主要是以概率论、网络理论、电力系统等知识为基础，建立相应的潮流、负荷削减及风险可靠性评估理论、模型和算法，对发电系统可靠性水平进行定量评估。发电系统充裕性是评估发电系统可靠性的性能测度，反映出在发电机组额定值和电压水平限度内，并计及机组计划和非计划停运及降低出力等影响因素，发电系统向用户提供总的电力和电量需求的能力。对发电系统可靠性进行评估时，通常假定输电系统有足够的输电能力并且完全可靠，不会影响发电设备向用户的供电。评

估发电系统可靠性的方法有确定性方法和概率性方法两大类。

确定性方法 主要根据长期收集、积累的发电系统可靠性资料、负荷预测资料及规划设计人员的经验确定系统装机容量的充裕性。

概率性方法 主要有电力不足概率（loss of load probability，LOLP）法及故障频率和持续时间（frequency and duration，F&D）法。建立发电系统空间状态模型，考虑发电机组故障的随机性，通过概率统计评估发电系统可靠性。概率法能较全面地反映系统的状况，其基本原理都相同，如图所示。传统的发电系统可靠性概率性评估方法采用的计算方法有解析法和蒙特卡洛法，还包括随机生产模拟评估法、模糊数学法、神经网络法、盲数运算法等改进的新方法。概率性方法常用的可靠性指标有电力不足概率（loss of load probability，LOLP）、频率及持续时间（frequency and duration，F&D）、电量不足概率（loss of electric probability，LOEP）、电力不足期望（loss of load expectation，LOLE）、电量不足期望（expected energy not supplied，EENS）等。



发电系统可靠性分析原理
(a) 系统模型；(b) 分析模型

解析法 通常采用状态空间模型物理概念明晰，但故障状态会随着设备的增加而呈指数级增长，而且当系统变得越来越复杂时，其状态空间的状态数剧增，将造成计算灾问题。解析法只适用于模拟一些小型的不太复杂的系统。

蒙特卡洛法 采用抽样的方式，模拟随机出现的各种系统状态，并从大量的模拟试验结果中统计出系统的可靠性指标。其模拟次数与系统规模无关，适合于模拟大型复杂电力系统。

随机生产模拟评估法 考虑机组的容量及电量约束的条件下，确定系统的最优运行状态，可以计算出燃料费用等经济性指标和相关可靠性指标。与传统的发电系统可靠性计算方法相比，采用电力系统随机生产模拟的方法可以提供更多的信息量，更能反映电量约束等实际情况。

模糊数学法 将系统负荷数据"模糊化"，同时在机组追加算法的基础上进行模糊修正，通过负荷的模糊聚类简化计算，提高了计算效率。

神经网络法 对于每一个可靠性参数而言，仅需要较少的训练样本即可进行评估。利用此方法进行可靠性计算的精确度很高，提高了可靠性评估的效率。

盲数运算法 电网互联和市场的新环境下发电容量和负荷具有更强的不确定性，利用盲数运算建立可靠性评估模型，并给出发电系统可靠性盲数期望（generation system blind-number expectation，GRBE）和盲数可信度（generation system blind-number confidence，GRBC）两个指标。该盲数模型对于发电系统充裕性评估具有一定的宏观参考价值。

fagongdian shebei guanli

发供电设备管理 （management of electric power equipment） 电力企业采取各种技术、经济和组织措施，使设备经常保持完好，能够充分发挥设备性能的工作。它是电力生产管理中的一项基础工作。

发供电设备管理的发展经历了经验管理、传统管理、现代管理三个发展阶段。主要要求包括：①安全可靠；②可用系数高；③消耗指标低、经济效益高；④不污染环境、排放符合环境保护要求；⑤维修费用低；⑥整洁、美观、无泄漏。内容主要包括全过程管理、计划检修、状态检修和备品配件管理。

（1）全过程管理。从工程规划、设计、选型、系统布局、设备制造、购置、安装、起动验收、使用维修、更新改造直至退役报废等的全过程实行管理，以达到设备寿命周期费用最经济，设备综合经济效益最高的目的，并使设备的运行情况及时反馈到计划、安装、制造部门，不断改进设计和产品质量，以提高设备本身的性能和可靠性。

（2）计划检修。根据设备性能、统计的平均安全运行时间安排设备检修。中国主要采取的是计划检修制度，主要设备的检修间隔一般为3～4年。计划检修的基本要求是认真执行检修规程，坚持质量第一，做到"应修必修，修必修好"，减少盲目性，提高检修水平。

（3）状态检修。在加强监测和分析诊断的基础上，根据设备的磨损状况、性能降低情况和系统可靠性分析进行状态评价，并根据评价分类结果安排设备检修。

（4）备品配件管理。储备必需、合格的备品配件，及时消除设备缺陷、缩短检修工期、减少事故影响、提高设备可用系数。备品配件储备应从实际出发，制定合理的储备定额，既要满足生产和事故抢修的需要，又要防止资金积压。对同型号、大容量及高电压等级的主要设备，其备品配件可按机型组织纵向或横向地集中储备，提高备品配件的利用率，降低生产成本。

Faguo dianjia zhidu he zhengce

法国电价制度和政策 （electricity price system and policy in France） 在实行电力市场化改革后，法国电力公司（EDF）的发电和输配电在财务上已经分开，输配电价格由国家电监会核定，根据不同的用户情况制定不同的输配电价。法国除居民以外的电力用户可以自由选择供电商，协议确定电价，居民电价则按不同的容量收取基本电费和相应的电量电费。法国的销售电价由46%的上网电价、48%的输配电价和6%的其他部分构成。上网电价包括发电成本、用户直供的销售费用、税金和利润等；输配电价包括输配电成本、税金和合理利润等；其他部分是一项平衡性基金，作为法国电力公司的收入，用于弥补居民的欠费损失、绿色电力损失以及公共用电损失等。

法国是最先按边际成本理论确定电价的国家，经过不断修改和完善，已形成了一套完整的电价体系，大体可以分为基本用电电价、高峰日让电电价、可调用电电价和季节用电电价4类。

基本用电电价 以需量为划分基础，随着输配电网的发展而不断修订，电压等级为决定价格高低的次要因素，并以三种颜色划分需量等级的电价。基本用电电价按用户容量和电压等级分为蓝色电价、黄色电价和绿色电价三大类。

（1）蓝色电价。适用于容量为3～36kV·A的低压用

户。该电价分为小用户电价、普通电价、低谷电价、削峰日电价和蓝白红（季节）电价（容量在 3kV·A 及以下的用户只能选择小用户电价）。采用蓝色电价的用户都要签订合同，实行两部制电价，由电量电价和底费构成。底费取决于认购负荷的大小，6～18kV·A 按每增加 3kV·A 为一档，18～36kV·A 按每增加 6kV·A 为一档。不同的电价选择由认购容量大小决定。用户只有根据自己的用电特性选择合适的电价类型，才能使自己的电费支出最少。

（2）黄色电价。适用于认购容量在 36～250kV·A（36～108kV·A 按 6kV·A 分级，大于 108kV·A 按 12kV·A 分级）的用户以及认购容量虽不足 36kV·A，但又对蓝色电价的简化不满意的用户。该电价包括中期用电和长期用电两种方案。中期用电方案适用于预定负荷需量的利用时间小于或约等于 2000h 的用户。长期用电方案适用于长期利用其预定负荷的用户，或是在执行绿色电价制度中能够在高峰负荷期或冬季调节减少负荷的用户。

（3）绿色电价。适用于容量大于 250kV·A 的中压、高压和超高压用户。绿色电价按用户大小分 A、B、C 三档：①A 档电价：适用于预定负荷需量 10 000kV·A 以下者，通常包括 5 或 8 个季节的分时电价项目，分别称作“A5”或“A8”。②B 档电价：适用于预定需量介于 10 000～40 000kV·A 之间者；③C 档电价：适用于预定需量大于 40 000kV·A 者。A 档电价和 B 档电价的等级在全法国都相同。B 档和 C 档电价由 8 个计价项目组成。在 C 档电价中，用户实际负担的电价在已公布的最高电价（即指导性电价）的基础上，参考当地供电条件和供电特点决定。

高峰日让电电价　基于一种季节性分时供电方法，反映出一个由发电部门决定的移动的峰荷期。该峰荷期由 22d 内连续 18h 构成，法国电力公司认为这段时间是一年中成本最高的时期。法国电力公司根据移动的峰荷期能够准确识别一年当中发电厂燃料消耗最多的运行小时数。除了峰荷期是可变动的之外，该电价方案与基本用电电价方案的运作方式完全相同，仍然分为蓝色电价、黄色电价和绿色电价。对于绿色和蓝色电价制度，高峰日让电电价应用于所有用户；对于黄色电价制度，高峰日让电电价仅应用于长期用电的用户。

可调用电电价　只适用于采用绿色电价制度的用户，该方案是向实时电价发展的一个明显进步。在移动低负荷季节，很低的可调用电电价旨在鼓励用户更多地采用“季节性双能源”。这种电价实际上规定了 4 个实时电价期，基本周期单位是周。法国电力公司至少给出 12h 的“预告”信号，即在星期一 15～17 时公布下周的状况。可调用电电价的实时电价期为：①在11 月 1 日～3 月 31 日之间有 22 天每天 18h 是移动峰荷期；②在未处于移动峰荷期的全部时间内，有 9 周是移动冬季负荷期（约 1170h）；③在未处于移动峰荷期的一周 7 天的全部小时数中，有 19 周是移动季中期（约 3138h）；④该年度的其余时间（约 24 周），是移动低负荷期。可调整年是由 9 月的第一个星期二到下年 9 月的第一个星期二。

季节用电电价　蓝色电价制度的补充。季节用电电价在 9～36kV·A 容量范围（9、12、15、18、24、30、36kV·A）内，将两个季节期和两个分时期区分开来。其中，电价按季节分期，冬季（5 个月）为当年 11 月～第二年 3 月，夏季（7 个月）为 4～10 月；此外，分时电价期与低负荷期用电电价相同。季节用电电价是对民用、农业和中小商业用户设立的，这种用电电价的特点是有固定的季节分时电价。（见季节性电价）

Faguo dianli gongye

法国电力工业　(electric power industry in France)

法兰西共和国，简称法国，位于欧洲西部，面积 55.16 万 km^2，北邻比利时、卢森堡，东北与德国接壤，东靠瑞士，东南临意大利，南部毗邻摩纳哥，西南紧邻西班牙和安道尔，西北与英国隔海相望。1875 年，法国巴黎北火车站造成世界上第一座火电厂，为附近地区照明供电。截至 2011 年 1 月 1 日，人口总计 6502.7 万人。据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，法国经济可开发水能资源约为 700 亿 kW·h/a，其水能资源的开发程度已接近 100%。法国的石油和天然气资源贫乏，所需石油的 99%、天然气的 75%依赖进口，煤炭储量已近枯竭。20 世纪 80 年代以后，由于核电迅速发展，煤炭工业日趋萧条。之后，石油、天然气和煤炭的生产逐年减少，而核电在能源生产中一直占主导地位，并逐年增长。

发电量及其构成　2011 年法国发电量为 5620 亿 kW·h，其中：水电为 499 亿 kW·h，占 8.88%；火电为 549 亿 kW·h，占 9.77%；核电为 4424 亿 kW·h，占 78.72%；其他发电量为 148 亿 kW·h，占 2.63%。表 1 为法国发电量及其构成。

表 1　法国发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	4207	13.62	11.60	74.66	0.12
2000	5407	13.28	9.82	76.79	0.11
2005	5762	9.81	11.58	78.36	0.25
2008	5749	11.88	10.44	76.45	1.23
2009	5422	11.42	11.43	75.56	1.59
2010	5692	11.79	10.96	75.28	1.97
2011	5620	8.88	9.77	78.72	2.63

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　2011 年底，法国装机容量为 13 136 万 kW，其中火电为 3193 万 kW，占 24.31%；核电为 6313 万 kW，占 48.06%；水电为 2533 万 kW，占 19.28%；其他发电装机为 1097 万 kW，占 8.35%。表 2 为法国装机容量及其构成。

表 2　法国装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	10 341	23.93	21.92	53.91	0.24
1995	10 762	23.22	22.18	54.38	0.22
2000	11 469	21.91	22.73	55.09	0.27
2005	11 579	21.69	22.83	54.63	0.85
2008	11 775	21.32	21.78	53.72	3.18
2009	11 903	21.16	21.53	53.04	4.27
2010	12 456	20.34	23.15	50.68	5.83
2011	13 136	19.28	24.31	48.06	8.35

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电　法国缺乏煤、石油、天然气等资源，发电燃料主要依靠进口。20世纪70年代初，进口燃料的比重约占全国能源需求量的75%。自1973年石油危机后，石油价格上涨使火电成本激增，而水能资源又大部分已开发，为了减少对进口石油的依赖，确立了发展核电的方针。70年代中期以后，随着核电比重加大，火电比重迅速减少。2000年以后，火电比重维持在11%左右。

法国火电机组的单机容量类型较少，主要是12.5万、25万、60万kW和70万kW共4类。1955年第一台12.5万kW高温高压中间再热（12.7MPa、540/540℃）机组投入运行。1961年开始投入25万kW（14.1MPa、540/540℃）机组。1968年和1976年又分别投入了60万kW（16.6MPa、565/565℃）机组和70万kW（16.6MPa、540/540℃）机组。到1996年法国运行的火电机组中12.5万kW机组6台，25万kW机组33台，60万kW机组12台，70万kW机组4台。25万kW和60万kW两个类型的机组所占火电装机容量的比例较大。按照法国电力公司火电机组退役标准，除一大批12.5万kW以下的小机组已退役外，运行小时超过10万h的12.5万kW以上的机组也要退役。因此，20世纪60年代前后投入运行的12.5万kW机组和较早投入运行的9台25万kW燃油机组都面临退役。表3为法国主要火电厂。

表3　法国主要火电厂

序号	名称	所有者	装机容量（万kW）
1	科尔德麦	法国电力公司	302
2	波什维尔B	法国电力公司	234
3	勒·阿弗尔	法国电力公司	200
4	阿拉蒙	法国电力公司	137
5	耶米尔·于谢	法国火电公司	115.9
6	维特利	法国电力公司	108
7	布勒诺	法国电力公司	100
8	加尔达纳	法国火电公司	82.5
9	马尔蒂格	法国电力公司	75
10	安比斯	法国电力公司	75

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计2012》。

核电　核电在法国电力工业中占据着重要地位。1973年石油危机后，法国调整了能源战略，决定停止发展火电，优先发展核电。据此政策，20世纪80年代核电迅速增长，由1980年的1610万kW增加到1990年的5575万kW。10年增加了2.5倍。截至2011年，法国核电装机容量6313万kW，在运行的反应堆58台，全部为压水堆（PWR）。法国核电机组大致可以分为3类，即90万、130万和145万kW级机组。表4为法国主要在运核电厂。

表4　法国主要在运核电厂

序号	电站名称	容量和台数（万kW×台）	总装机容量（万kW）	堆型	开始投运年份
1	格拉夫林	91×6	546	压水堆	1980/1981/1985
2	帕吕埃尔	133×4	532	压水堆	1985/1986
3	卡特农	130×4	520	压水堆	1987/1988/1989/1991/1992
4	克律阿斯	91.5×4	366	压水堆	1984/1985
5	特里卡斯坦	91.5×4	366	压水堆	1980/1981
6	布莱耶	91×4	364	压水堆	1981/1983
7	希　农	90.5×4	362	压水堆	1984/1987/1988
8	布　热	91×2/88×2	358	压水堆	1979/1980
9	当皮埃尔	89×4	356	压水堆	1980/1981
10	休斯B	150×2	300	压水堆	2000

资料来源：世界核能协会。

1945年，法国成立了原子能委员会（CEA），承担原型堆的研究和开发，核电厂的规划及环境的安全保护。1954年，首批功率分别为2MW和2×38MW的3台石墨气冷堆（GCR）在马尔库尔（Marcoule）电厂开始建设，并于1956～1960年先后并网发电。第一台功率为300MW压水堆（PWR）核电厂于1962年在舒兹A电厂建设，并于1967年投入运行。在此期间，法国又陆续建设了1台7万kW重水堆（HWR）、3台功率为39万～55万kW石墨气冷堆（GCR）。通过不同堆型核电厂的建设，法国获得了大量核电厂设计、建设和运行的实际经验，为20世纪70年代中期加速核电厂发展奠定了基础。

法国曾经建设了两台快中子增殖反应堆。一台是位于马尔库尔附近、装机容量为23.3万kW的“凤凰”反应堆，该反应堆于1974年投运，由法国原子能委员会和法国电力公司共同所有。1998～2003年，为了对反应堆进行改进而一度关闭，之后6年内额定容量降为14万kW，最后于2009年3月停止运行。另一台是装机容量为120万kW的“超级凤凰”反应堆，于1996年投运，1998年底由于政治原因关闭。

法国核反应堆堆型和设备供应商均较为单一。核岛设备由法马通公司提供，常规岛设备由阿尔斯通公司供货，这样有利于核电厂各项设计和设备标准化。法国核电厂建设，从核电厂设计、设备采购、项目管理、工程质量的技术监督直到机组投运，均由法国电力公司全面负责执行。

截至2012年底，法国共有两台在建核反应堆。一台是弗拉芒维尔3号机组，装机容量175万kW，于2007年12月开工建设。另一台是庞里3号机组，装机容量175万kW，于2012年开工建设。

水电　法国水电开发较早，到1987年其开发利用程度基本上已接近100%。随着核电比重的不断增大，水电比重逐年缩小。1970年水电在总发电量中占40.1%，1980年降为28%，2011年降为8.9%。法国水电建设的方针是改造现有水电站，发展抽水蓄能电站，不断提高水电的利用率和经济性。现有20万kW以上的水电站25座，10.1万～20万kW的有33座，5.1万～10万kW的有41座，1.1万～5万kW的有180座。表5为法国主要水

电站。

法国第一座抽水蓄能电站于 1939 年并网发电。之后，又陆续建设了若干座抽水蓄能电站。法国已建成 1 万 kW 以上、机组容量和特点各异的抽水蓄能电站 18 座，其中最大的是大屋抽水蓄能电站（见图），建于 1987 年，装有 4 台 15 万 kW 冲击式机组和 8 台 15 万 kW 可逆式机组，总装机容量为 180 万 kW，是欧洲最大的抽水蓄能电站之一。



大屋抽水蓄能电站

表 5　法国主要水电站

序号	电站名称	类型	装机容量（万 kW）	水头（m）	开始运行年份
1	大　屋	抽水蓄能	180	955	1987
2	蒙特齐克	抽水蓄能	96.6	423	1982
3	勒　万	抽水蓄能	80.0	246	1974
4	絮佩・比索特	抽水蓄能	74.6	1164	1987
5	拉・巴蒂	常规	54.6	1203	1960
6	勒・谢拉斯	抽水蓄能	48.5	261	1980
7	维拉罗丹	常规	48.4	882	1968
8	勒・普盖	常规	44.6		1981
9	布罗马	常规	41.6		1975
10	热尼西亚	常规	40.5	69	1948

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

电网　法国电网的标准交流电压等级有 400、225、150、90、63、20、15kV，380、220V 等。2010 年，在运的 150～400kV 的高压和超高压输电线路 48 929km，其中 150kV 的线路 1063km，占 2.2%；225kV 的 26 492km，占 54.1%；400kV 的 21 374km，占 43.7%。2010 年运行中的 225、400kV 高压和超高压变电设备容量 216 742MV・A，其中 225kV 的变电设备 86 601MV・A，400kV 变电设备 13 0141MV・A。

在直流输电方面，法国于 1961 年开始运行±100kV 英法海峡直流输电线路，输送能力为 16 万 kW，全长 65km。1986 年又建成了±270kV 英法海峡直流输电线路，输送能力为 200 万 kW，全长 70km。1987 年建设的连接意大利本土—科西嘉岛—意属撒丁岛的±200kV、长 158km 的输电线路投入运行，是世界上第一条三端直流线路（见意大利电力工业）。表 6 列出了法国输电线路和变电设备。

表 6　法国输电线路和变电设备

年份	输电线路长度（km）				变电设备容量（万 kV・A）			
	合计	150kV	225kV	400kV	合计	150kV	225kV	400kV
1980	39 905	5270	24 448	10 187	16 538.3	1218.6	9144.3	6175.4
1985	44 387	3733	24 848	15 806	24 105.7	987.3	11 254.0	11 864.4
1990	46 908	2396	25 493	19 019	30 256.2	529.5	12 625.1	17 101.6
1995	48 202	1585	26 063	20 554	34 271.6	387.6	14 061.8	19 822.2
2000	48 438	1225	26 325	20 888	23 500.0		11 480.0	12 020.0
2005	48 622	1065	26 506	21 051	20 256.1		8299.0	11 957.1
2010	48 929	1063	26 492	21 374	21 674.2		8660.1	13 014.1

注：2000 年以后的变电设备容量为法国电网公司统计口径。
资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

法国已形成以 400kV 输电线路为主要网架的全国统一电网，以巴黎为中心，呈辐射状向外延伸。法国电网的主要特点包括：①与欧洲电网（ENTSO-E）联网运行，有 4 条 220kV 以下联络线，14 条 220/275kV 联络线，17 条 330kV 及以上联络线与比利时、德国、瑞士、意大利、西班牙和英国等国家电网相连。法国电网除向国内用户供电外，还与周边国家相互交换电量，每年出口的电量均大于进口电量。②法国电网结构比较坚强，以 400kV 输电线路为网架，以巴黎为中心，形成了双环网和三环网，输电线路多采取单回路布置，不致发生多重重大事故。③变电设备设计裕度大，每座变电站接有多回路引线（最少二回），并装有备用变压器，可自动切换。

法国电网的运行由总调度中心和 7 个地区调度中心分工管理。总调度中心负责 225kV 以上电网的监视、记录、频率调整和电力潮流控制，各地区发电量的调整和分配，以及跨国电力交换的协调等。7 个地区调度中心（里尔、鲁昂、南锡、里昂、马赛、波尔多、南特）负责各地区内的发电和用电平衡、电力交换、电网的正常操作和事故处理，汇集本地区电网运行的全部信息传送给总调度中心，并将调度指令下达给发电厂和变电站。

技术经济指标　法国发电能源以核电为主，核电在电网中承担基本负荷，其年利用小时较高，为 5600h 以上。水电、气电、煤电发电比重分别约为 10%、4%和 4%，厂用电和煤耗相对较低。线损率处于中等水平，2010 年为 7.04%。表 7 为法国电力工业主要技术经济指标。

表 7　法国电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4063	4583	4648	4976	4882	4561	4580
其中：水电	2357	3038	2833	2248	2722	2469	2650
火电	2124	1653	1929	2521	2372	2435	2175
核电	5626	6447	6571	7138	6947	6490	6788
其他		2367	2198	1543	1669	1687	1560
厂用电率（%）	4.75	4.43	4.43	4.49	4.40	4.43	4.87
线损率（%）	7.76	7.54	6.89	6.66	6.65	6.78	7.04
发电标准煤耗 [g/（kW・h）]	314	326	292				

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成 2010年法国用电量为4718亿kW·h。其中：工业用电为1451亿kW·h，占30.8%；交通运输业为125亿kW·h，占2.7%；商业、服务业为1454亿kW·h，占30.8%；居民生活用电为1625亿kW·h，占34.4%；农业为35亿kW·h，占0.7%；其他为27亿kW·h，占0.6%。近10年的工业用电比重稳步下降，居民生活用电比重和商业服务业用电比重显著提高，交通运输业、农业等用电比重较小。表8为法国用电量及其构成。

管理体制和机构 1946年以前，法国的电力工业主要是私有制。根据1946年电力工业国有化法案，法国把1000多家私营电力企业收归国有，组建了法国电力公司（EDF)。除法国电力公司外，煤炭、冶金等大型企业也有自己的电力设施，经营电力，还有一些企业有自备电厂。

法国电力公司已按照厂网分开、输配分开、配售分开进行了改革。发电和交易、售电业务已经解除了管制；输电网和配电网由政府管制。输电网由法国输电网公司（RTE）负责管理；配电网由法国电力公司全资子公司法国配电网公司（ERDF）和157个地区运营商负责管理。其中，配电网的资产属于地方政府所有，以合同方式特许ERDF进行管理。

表8 法国用电量及其构成

年份	用电量(亿kW·h)	构成（%）					
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业	其他
1990	3233	42.0	30.0	24.6	2.8	0.6	0.1
1995	3679	40.5	29.6	25.2	2.6	0.7	1.4
2000	4104	39.0	31.4	25.3	2.9	0.7	0.8
2005	4510	37.2	32.0	26.8	2.7	0.8	0.5
2006	4463	34.5	33.0	28.7	2.8	0.8	0.5
2007	4485	34.6	32.5	29.1	2.8	0.7	0.4
2008	4523	37.6	34.4	23.9	2.9	0.9	0.4
2009	4525	32.0	37.6	26.5	2.8	0.7	0.4
2010	4718	30.8	34.4	30.8	2.7	0.7	0.6

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

法国电力行业的最高监管机构是法国能源监管委员会(CRE)。能源监管委员会是法国政府对包括电力和燃气在内的能源行业进行监督管理的行政机构。委员会作为独立管理机构，其经费来自政府公共财政，委员会主席对经费支出负责。委员会的主要使命是确保能源市场的平稳运行，主要职责包括对电力和燃气网络监管，确保电网和燃气网络的公平接入，以及对电力和燃气市场监管，确保电力和燃气市场交易的顺利开展。委员会拥有与电力和燃气相关的项目审批权、争端仲裁权、制裁处罚权、提议权、调查权及咨询权等。

fanshigu cuoshi jihua

反事故措施计划 (plan for accident prevention measures) 为预防特定事故而制定的技术措施和组织措施的策划与实施安排。主要内容是围绕避免设备、人身事故的发生，而制定的技术和组织两个层面上应采取的主要措施及其实施计划。电力企业为突出“安全第一，预防为主，综合治理”的方针，针对生产中的事故隐患、薄弱环节、设备缺陷等不安全因素，定期编制反事故措施计划，简称反措计划。反措计划是企业组织员工全面提高设备可靠性、确保设备安全运行的重点工作计划，是防止企业重大事故的发生、确保人身和设备安全的主要防范措施。其目的是在有限的人力、物力、财力的条件下，优先安排消除重大事故隐患，减少频发性事故，迅速消除电力生产运行中所存在的不安全因素。在中国，反措计划从编制到实施、总结，都有严格的要求。

编制 根据编制计划的依据，按照规定的编制程序和方法，确定反措计划的项目和具体的计划内容，明确计划编制要求的一系列工作。

内容 主要包括：①上级有关安全生产的指示、颁发的反事故措施及其重点要求的项目；②本企业事故报告中提出的但尚未落实的事故防范对策、其他企业的事故教训；③各种反事故指示和事故通报中在本企业需要落实的措施或项目；④本企业安全性评价、安全大检查中发现的问题及整改措施；⑤需要消除的影响安全生产的设备重大隐患和缺陷；⑥企业有计划地改造、改善、更换威胁设备和人身安全的不合理的设备部件；⑦制造、设计、科研等单位正式提出的有关提高设备可靠性的技术改进措施；⑧防汛、抗震、防台风等重大事件应急处理预案涉及的项目。

要求 一般由企业的生产技术部门负责编制反措计划，经企业组织有关部门研究确定、主管生产的领导正式审批，报上级有关部门备案；企业在编制年度生产、财务、检修等工作计划时，优先安排反措计划和项目、所需资金和材料；年度反措计划中的工程技术项目应纳入检修、技改计划并予以落实。反措计划是企业的反事故重点工作计划，应有具体的工作要求、工程项目、技术方案、完成人员和时间等，具有针对性和可操作性；计划的每一个项目都应有措施内容，执行人，完成期限，所需器材、资金、人工等内容。

实施与总结 包括反措计划执行、检查与总结：①企业领导和有关部门组织召开项目平衡会，将有关项目纳入年度检修计划、改进工程计划、供应计划、财务计划和季（月）度工作计划中，逐一落实；②反措计划的实施应建立项目责任制，采取定人员、定资金、定措施、定进度、定考核的“五定措施”；③对反措计划的执行情况，企业分管生产的负责人（或总工程师）要定期组织全面检查，对计划完成情况和效果做出正确评价，确保计划的落实；④企业安监部门及有关部门应定期监督检查计划的实施情况，每季、年做出反措计划总结；⑤反措计划的执行、检查、竣工、验收、评价、考核、统计、总结等，应严格按规定执行。

沿革 反措计划是电力工业传统的技术组织措施计划的具体行动计划。在中华人民共和国成立初期，学习苏联企业管理经验，引进并提出了企业编制技术组织措施计划，其中包括反事故措施计划和安全技术劳动保护措施计划（简称“两措”计划），20世纪50年代引入中国电力企业管理中，各电力部门都实施了反事故措施计划和安全技术劳动保护措

施计划管理，收到了很好的效果。

fanweizhang guanli

反违章管理 (anti-violation of regulation management)

企业预防违章、查处违章、整治违章等过程中，在制度建设、教育培训、监督检查、评价考核等方面开展的一系列工作。违章是指在电力生产活动过程中，违反国家法律、法规、规章、标准，违反上级企业及本企业安全生产规章制度、反事故措施和安全管理要求，可能对人身、设备、电网构成危害并容易诱发事故的管理缺失、人的不安全行为、物的不安全状态和环境的不安全因素。反违章管理的目的是为了规范员工作业行为，有效遏止各类事故特别是人身事故的发生，切实保护员工的人身安全和切身利益，加强安全生产的监督管理，预防重、特大事故的发生。电力企业在长期的反违章实践工作中积累了丰富的经验。

管理原则 包括：①坚持按照“谁主管、谁负责”和分层分级管理的原则，建立各级人员反违章管理职责，明确各级各类人员在反违章工作中的责任；②坚持全员、全过程、全方位原则，企业的各个不同层面的人员参与，对企业一系列生产活动的整个过程、环节，实施全方位管理，确保安全生产全过程可控、在控；③坚持“四不放过”的原则，即违章原因没查清不放过，责任人员没处理不放过，整改措施没落实不放过，有关人员没受到教育不放过。

违章分类 按违章性质和事件原因，违章可分为作业性违章、装置性违章、指挥性违章、管理性违章四类。从违章者本人的安全技术素质与思想、心理、习惯等角度，违章可分为偶然性违章和习惯性违章。

作业性违章 在电力工程设计、施工、生产过程中，不遵守国家、行业、主管单位以及本单位颁发的各项规定、制度及反事故措施，违反保证安全的各项规定、制度、措施及正确的安全作业习惯的一切不安全行为。作业性违章的主体是直接作业人员和作业负责人。作业性违章常见于工程施工和检修维护中，是一种极其不安全的工作行为。

装置性违章 工作现场的环境、设备、设施及工器具不符合国家、行业、主管单位以及本单位的有关规定、安全工作规程、反事故措施和各项安全技术措施的要求，不能保证人身、设备和电网安全的一切不安全状态。装置性违章的责任主体是管理人员、设备（或设施）的所有者或直接领导。

指挥性违章 违反国家、行业、上级主管单位以及本单位颁发的技术规程、标准、条例和安全技术措施，进行劳动组织与指挥的行为。指挥性违章的主体是生产指挥人员，包括各级领导、工作票签发人、工作负责人、工作许可人、施工负责人。指挥性违章主要表现在不按照规定进行指挥，该进行指挥的不指挥，不该指挥的插手指挥。

管理性违章 从事工程设计、施工、物资、生产工作的各级行政、技术管理人员，不按国家、行业、主管单位颁发的有关规程、规定、反事故措施和安全技术措施，或不结合本企业、本部门实际制定有关规程、制度、措施并组织实施的行为。管理性违章的主体是负责制定和落实规程、制度的管理人员。管理性违章主要表现在工程设计、施工、物资、生产等的规定、制度不健全、不符合实际，生产活动中不按照规定、制度执行等。

偶然性违章 由于缺乏安全技术知识或由心理、身体、客观环境的意外而诱发的不安全工作行为。

习惯性违章 由于固守旧的不良作业传统和工作习惯而违反安全工作规程的工作行为。

主要措施 包括建立完善的安全规章制度、健全安全培训机制、开展违章自查自纠、建立违章曝光制度、推行违章记分管理、开展违章统计分析制度。

建立完善的安全规章制度 根据国家安全生产法律法规和上级企业安全生产工作要求、生产实践、科技进步、管理方式变化、反事故措施等，及时修订补充安全规程制度，从管理上预防违章。

健全安全培训机制 分层级、分专业、分工种开展安全规章制度、安全技能知识、安全监督管理等培训，从安全素质和技能培训上提高各级人员辨识违章、纠正违章和防止违章的能力。对严重违章的人员，集中进行教育培训；对多次发生严重违章或违章导致事故发生的人员，应进行待岗教育培训，经考试合格后方可重新上岗。

开展违章自查自纠 充分调动基层企业、车间、班组、员工的积极性、主动性，紧密结合生产实际，鼓励员工自主发现违章、自觉纠正违章、相互监督整改违章。

建立违章曝光制度 在内部网站、报刊等内部媒体上开辟反违章工作专栏，对事故监察、安全检查、专项监督、违章纠察等查出的违章现象予以曝光，形成反违章舆论监督氛围。

推行违章记分管理 根据违章种类和违章性质等因素，分级制定违章减分和反违章加分规则，并将违章记分纳入个人和单位安全考核以及评选先进的依据。

开展违章统计分析制度 以月、季、年为周期，统计违章现象、分析违章规律、研究制定防范措施，定期在安委会会议、安全生产分析会、安全监督例会上通报有关情况。

fangfa biaozhun

方法标准 (method standard)

以技术活动方法（包括试验、检验、分析、抽样、统计、计算、测量等）为对象的标准。它是技术标准的一种。方法标准主要包括方法的适用范围，原理、步骤、做法、必要条件，使用的材料、仪器、装备，结果的计算、分析、评定等。

为使方法标准中的结论准确、有效，对使用的材料、仪器、装备等均应规定等级，并由相应等级的计量基准予以保证；为衡量测试结果的可靠程度，应确定试验误差范围；试验顺序影响试验结果时，还应对试验顺序做出规定。



GB

中华人民共和国国家标准

电力金具试验方法

第4部分：验收规则

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

中国国家标准化管理委员会

在电力标准中，以电力生产中的设施检测、试验等为对象的标准为方法标准。GB/T 2317.4—2008《电力金具试验方法 第4部分：验收规则》、DL/T 276—2012《高

压直流设备无线电干扰测量方法》等均为方法标准。

fanghuo guanli

防火管理 (fire prevention management) 通过组织建设、宣传教育、训练演习、监督控制和建立必要的规程制度，配备各种必要的消防设施和器材，采取行之有效的技术措施，防止火灾发生和蔓延的工作。在中国，防火工作贯彻“预防为主、防消结合”的方针。预防为主，就是把预防火灾的发生放在首位，动员和依靠群众贯彻落实各项防火的行政措施、技术措施和组织措施，从根本上防止火灾的发生。防消结合，就是在做好防灾工作的同时，大力加强消防队伍的规范化、专业化、现代化建设，积极做好各项灭火准备，一旦发生火灾，能够迅速有效地予以扑灭，最大限度地减少人身伤亡和财产损失。

主要措施 包括：①根据各单位的需要，建立消防组织和相应的责任制。②根据消防法规、规程和技术规范，结合本单位的实际情况，制定防火安全制度和措施，并贯彻执行。③配备必要的消防设施和器材，对重点部位要装设火灾自动报警、自动灭火设备，并有专人维护管理，保证其完整性和应有的使用效果。④进行经常性的防火安全检查，及时制止、纠正违章行为，防止和消除火灾隐患，对安全隐患采取措施，限期改正。⑤确定防火重点部位，实行定人、定点管理。⑥开展防火安全教育，定期进行灭火技术训练。⑦各级领导都要重视防火工作，做到与生产同布置、同检查、同总结评比、同奖励。⑧发生火灾时，组织灭火，抢救人员、物质，并保护火灾现场，协助公安消防机关做好事故查处工作。

发电厂和变电站的防火 在发电厂和变电站中，有大量的煤、燃油、燃气、氢气、润滑油、绝缘油、绝缘材料、核燃料等易燃易爆物质，极容易引起火灾。电力生产现场各部位的防火工作应有侧重地采取具体的防范措施。在动火部位附近有易燃易爆物品时，要办理动火工作票（见工作票制度），并采取可靠的安全消防措施，实行严格的监护制度。

Fangzhi Dianli Shengchan Zhongda Shigu de Ershiwu Xiang Zhongdian Yaoqiu

《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》 (*Twenty-five Key Requirements of Electricity Production to Prevent Major Accidents*) 为有目标、有重点地防止电力生产重大恶性事故的发生，原国家电力公司编发的相应反事故措施（简称反措）重点要求。该要求共有25项，简称《二十五项反措》，于2000年9月28日由国家电力公司以国电发〔2000〕589号文件下发。《二十五项反措》并不覆盖全部的反事故技术措施，电力系统各单位还要根据重点要求和已下发的反事故措施，结合各自实际情况，制定发供电企业具体的反事故技术措施。

适用范围 适用于中国境内从事电力制造、设计、安装、调试、生产等各个环节的所有单位。

主要内容 共25章，包括：防止火灾事故；防止电气误操作事故；防止大容量锅炉承压部件爆漏事故；防止压力容器爆破事故；防止锅炉尾部再次燃烧事故；防止锅炉炉膛爆炸事故；防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故；防止锅炉汽包满水和缺水事故；防止汽轮机超速和轴系断裂事故；防止汽轮机大轴弯曲、轴瓦烧损事故；防止发电机损坏事故；防止分散控制系统失灵、热工保护拒动事故；防止继电保护事故；防止系统稳定破坏事故；防止大型变压器损坏和互感器爆炸事故；防止开关设备事故；防止接地网事故；防止污闪事故；防止倒杆塔和断线事故；防止枢纽变电站全停事故；防止垮坝、水淹厂房及厂房坍塌事故；防止人身伤亡事故；防止全厂停电事故；防止交通事故；防止重大环境污染事故。

由来与发展 1980年电力工业部根据全国电业安全生产会议的要求，制定了《安全生产中急需解决的若干技术问题》（电力工业部〔1980〕电生字第89号文附件），根据当时频发性事故和恶性事故的情况，着重提出了15个方面的问题。1987年8月水利电力部根据当时电力发展和安全生产情况，对1980年提出的15项技术课题和反措要求补充、调整为18项，并定名为《关于防止电力生产重大事故的重点要求》（简称《十八项反措》）制定下发，在减少重大事故和频发性事故，提高安全生产水平方面收到了实效。1992年，为了更好地推动安全生产，有目标、有重点地防止重大恶性事故，能源部对《十八项反措》进行修订，将其内容由18项调整为20项，制定颁发了《关于防止电力生产重大事故的二十项重点要求》（能源办〔1992〕726号，简称《二十项反措》），在防止特大、重大事故方面收到了明显效果。2000年，随着大容量、高参数设备的投入运行，自动化水平的提高，新的事故类型不断出现，国家电力公司为进一步落实《中共中央关于国有企业改革重大若干问题的决定》中“坚持预防为主、落实安全措施、确保安全生产”的要求，完善各项反事故措施，在《二十项反措》的基础上，根据新的事故类型，结合电力工业的发展，制定印发了《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》（简称《二十五项反措》），在防止特大、重大事故方面收到了明显效果。电力体制改革后，电网公司和各发电集团公司自行编制或补充完善了适合本企业的反措重点要求。

feihuashi nengyuan

非化石能源 (non-fossil energy; non-fossil fuel)

见化石能源。

Feilübin dianli gongye

菲律宾电力工业 (electric power industry in Philippines) 菲律宾共和国，简称菲律宾，位于亚洲东南部，北隔巴士海峡与中国台湾省遥遥相对，南和西南隔苏拉威西海、巴拉巴克海峡与印度尼西亚、马来西亚相望，西濒南中国海，东临太平洋。国土面积29.97万km^2，2010年底人口为9400万人。菲律宾能源资源中地热资源丰富。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，菲律宾经济可开发水能资源量为180亿kW·h/a。

发电量及其构成 菲律宾发电能源构成以火电为主，地热发电发展规模较大。2011年总发电量为674亿kW·h，其中：水电发电量为93亿kW·h，占13.8%；火电发电量为481亿kW·h，占71.36%；地热等其他发电量为100亿kW·h，占14.84%。表1为菲律宾发电量及其构成。

表 1 菲律宾发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构 成（%）		
		水电	火电	其他
1990	247	24.29	53.44	22.27
1995	322	19.25	61.80	18.94
2000	437	17.62	55.61	26.77
2005	542	15.31	66.42	18.27
2008	583	16.64	64.84	18.52
2009	593	16.36	66.10	17.54
2010	646	11.92	72.60	15.48
2011	674	13.80	71.36	14.84

资料来源：美国能源信息管理署国际能源统计数据库。

装机容量及其构成 2011 年底菲律宾发电装机容量为 1626 万 kW，其中：水电为 349 万 kW，占 21.46%；火电为 1077 万 kW，占 66.24%；地热等其他发电为 200 万 kW，占 12.30%。表 2 为菲律宾装机容量及其构成。

表 2 菲律宾装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构 成（%）		
		水电	火电	其他
1990	689	31.49	55.73	12.77
1995	970	23.30	64.74	11.96
2000	1326	17.35	68.10	14.56
2005	1562	20.61	66.52	12.87
2008	1567	21.00	66.37	12.64
2009	1558	21.12	66.11	12.77
2010	1632	20.83	66.91	12.25
2011	1626	21.46	66.24	12.30

资料来源：美国能源信息管理署国际能源统计数据库。

电网 菲律宾电力系统主要由吕宋、维萨亚、棉兰老 3 个部分组成。截至 2009 年 12 月 31 日，菲律宾有输电线路 19 425km，其中吕宋系统输电线路 9568km，维萨亚系统输电线路 4600km，棉兰老系统输电线路 5257km；变电容量 23 873MV·A，其中吕宋系统变电容量 18452MV·A，维萨亚系统变电容量 3161MV·A，棉兰老系统变电容量 2260MV·A。受地理条件的限制，菲律宾尚未形成全国联网，吕宋岛电网与维萨亚群岛电网通过海底电缆互联，棉兰老岛与另外两大岛电网之间尚无连接，电网结构大部分呈放射状，主要岛屿之间由交、直流海底电缆联络线相连。表 3 为菲律宾输电线路和变电容量。

表 3 菲律宾输电线路和变电容量

输电线路长度（km）						
年份	2005	2006	2007	2008	2009	2010
全国	20 236	20 236	20 129	19 778	19 425	19 575
吕宋	9881	9840	9712	9527	9568	9638
维萨亚	4807	4845	4856	4745	4600	4680
棉兰老	5547	5552	5561	5506	5257	5258

续表

变电容量（MV·A）					
年份	2005	2006	2007	2008	2009
全国	24 607	24 489	24 732	24 214	23 873
吕宋	19 236	19 121	19 411	18 861	18 452
维萨亚	3371	3268	3171	3154	3161
棉兰老	2000	2100	2150	2200	2260

资料来源：菲律宾国家电网公司历年年报。

用电构成 2010 年菲律宾总用电量为 553 亿 kW·h，其中工业用电量占 33.6%，商业用电量占 29.4%，居民生活用电量占 34.1%。表 4 为菲律宾用电量及其构成。

表 4 菲律宾用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构 成（%）			
		工业	居民生活	商业、服务业	其他
2000	366	36.1	35.3	26.0	2.6
2005	452	34.8	35.5	27.1	2.6
2006	457	34.8	34.7	27.8	2.8
2007	480	34.4	34.1	28.1	3.4
2008	492	34.6	33.8	28.7	2.8
2009	509	33.6	34.4	29.0	3.0
2010	553	33.6	34.1	29.4	2.9

资料来源：国际能源署历年《非经济合作组织能源统计》。

管理体制和机构 1987 年以前，菲律宾国家电力公司（NPC）拥有并运营菲律宾的国有发电和输电资产，但其配电和供电系统一直独立于发电和输电系统之外。1987 年，菲律宾政府启动电力改革，发电环节的投资和运营向私人开放。1992 年，菲律宾能源部（DOE）成立，成为国家能源政策实施的中央协调部门。1993 年，菲律宾电力工业改革和私有化工作启动。1997 年 1 月，《输电业务开放规则》初次发布。2001 年，菲律宾政府发布了《电力工业改革法案》，正式确立电力体制改革方案。改革的措施包括：将电力行业拆分为发、输、配、售 4 个环节，成立能监会（ERC）。《电力工业改革法案》实施以来，发电和输电环节的分离已经完成，菲律宾国家电力公司及其签约电厂占全国大约 71%的发电市场份额。2002 年，菲律宾国家输电公司（TransCo）成立，拥有并运行维护全国输电资产，对输电网实施统一调度，其资产受电力资产管理公司（PSALM）管控，运营由能监会高度监管。2004 年，发电资产、有关输电资产和业务出售工作启动。到 2006 年 12 月，电力资产管理公司完成能监会在吕宋和维萨亚地区 475.4MW 发电资产的出售工作，占资产总额的 10.97%。

2002 年，菲律宾能源部批准《电力现货批发市场规则》，同时成立技术工作小组负责相关实施工作。2006 年，独立电力市场交易中心成立。同年 7 月 26 日，经菲律宾能源部批准，吕宋地区电力市场投入商业化运行。维萨亚地区电力市场投入试运行。

为推进电力改革，菲律宾政府招标出售了国家输电公司未来 25 年的特许经营权，在特许经营期间，能监会将继续

履行其对由特许经营公司经营的国家输电公司业务的监管职责。2007年12月12日，中国国家电网公司与菲律宾当地合作伙伴蒙特罗电网资源公司（Monte Oro Grid Resources Corporation）和开拉卡公司（Calaca High Power Corporation）组成投标联合体，以39.5亿美元获得菲律宾国家输电公司25年的特许经营权。2009年1月15日，由中国国家电网公司作为大股东组建的菲律宾国家电网公司（NGCP）正式接管了菲律宾的国家输电网。

feiyong biaozhun

费用标准 （expenses standard） 编制工程概预算时，计算出直接构成工程实体的各项费用后，计算非直接构成工程实体的各项费用的依据。火电工程费用包括措施费、间接费、利润、税金和其他费用。水电、风电、太阳能工程费用包括其他直接费、间接费、利润、税金、建设征地和移民安置补偿费用、独立费用。

措施费 包括冬雨季施工增加费、夜间施工增加费、施工工具用具使用费、特殊工程技术培训费、大型施工机械安拆与轨道铺拆费、特殊地区施工增加费、临时设施费、施工机构转移费、安全文明施工措施补助费。

火电工程费用间接费 由规费和企业管理费构成。其中，规费由社会保障费、住房公积金、危险作业意外伤害保险费组成。

利润 企业扣除各类建设成本后获得的余额，一般根据行业特点确定利润标准。

税金 按照国家财税规定要求交纳的营业税、城市维护税等各类税金。

其他费用 包括建设场地征用及清理费、项目建设管理费、项目建设技术服务费、分系统调试及整套起动和试运行费、生产准备费、大件运输措施费和基本预备费。

其他直接费用 包括冬雨季施工增加费、特殊地区施工增加费、夜间施工增加费、小型临时设施摊销费和安全文明施工措施费。

水电、风电、太阳能工程费用间接费 由施工管理费、社会保障及企业计提费和财务费用构成。

建设征地和移民安置补偿费用 包括补偿补助费和工程费。其中补偿补助费包括土地补偿费和安置补助费、划拨用地补偿费、征用土地补偿费、房屋及附属建筑物补偿费、青苗补偿费、林木补偿费、农副业及个人所有文化设施补偿费、搬迁补偿费、停产损失费和其他补偿补助费。

独立费用 包括项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费和其他税费。

fenbushi nengyuan xitong

分布式能源系统 （distributed energy system） 以小规模、分散式为特征，安置在用户附近、以就地消纳为主，向用户提供多种能量形式的综合利用系统。分布式能源系统可以利用天然气、风能、太阳能、生物质能、地热能等多种能源形式，向用户提供热、电、冷等多种能量形式（见天然气资源、风能资源、太阳能资源、生物质能资源）。分布式能源系统作为集中能源供应系统尤其是大电网的有效补充，能够优化资源配置，减少输送环节的损耗，同时确保能源供应的安全和稳定。现代分布式能源系统集成了多种高新技术，因此分布式能源系统的完善在很大程度上依赖于分布式能源技术的发展。

分布式能源技术 主要有能源转换技术及设备，一次和二次能源相关技术、智能控制与群控优化技术、综合系统优化技术和资源深度利用技术等。

能源转换技术及设备 主要指一些进一步完善的传统技术和新技术及相关设备，包括小型燃气轮机、微型燃气轮机、燃气内燃机、斯特林发动机、燃料电池、微型蒸汽轮机、微型水轮机和微型抽水蓄能电站、太阳能光伏发电和太阳能热发电、小型风力发电、余热制冷系统（见余热利用）、热泵（见热泵技术）和能量回收系统等。

一次和二次能源相关技术 主要包括天然气系统的优化利用以及管道输送技术，液化天然气的生产和利用，煤层气和矿井瓦斯利用，可燃冰、地热、深层海水冷能、小规模水能利用，沼气、甲醇、乙醇、氢和压缩空气等的利用。

智能控制与群控优化技术 主要包括分布式能源机组和系统自身的智能化控制，分布式能源与载体的信息互动，分布式能源机组的联合控制、远程遥控、群控优化，智能电网技术，信息化计量与结算系统，自动信息发布系统等。

综合系统优化技术 主要包括多种能源系统整合优化、分布式能源与交通系统整合优化、分布式能源系统电网接入技术、蓄能技术和网络式能源系统等。

资源深度利用技术 主要包括天然气凝结水技术、分布式能源与大棚结合的技术、利用发电设备冷却水生产生活热水技术、空调系统废热回收技术、污水水源热泵系统和小型生物质沼气生产技术等。

沿革 1978年美国《公共事业管理政策法》公布后，分布式能源系统在美国开始推广，然后被欧洲及其他发达国家所接受。在中国，一些边远地区建立了太阳能发电、风力发电的分布式能源系统；一批热、电、冷联产的机组在上海、北京、广州等大城市出现。随着天然气在中国能源利用中比重的不断增加和天然气管网的加速建设，引进液化天然气项目的实施，以及风力、太阳能、生物质发电的快速发展，一批安置在用户附近并向一定区域供应热、电、冷的分布式供能系统也逐渐增加。

参考书目

宋英华，张敏吉，肖钢．分布式能源综论．武汉：武汉理工大学出版社，2011.

fenjie yucefa

分解预测法 （decomposition forecasting method）

通过将历史的对应时间（或时间段）、对应类别的负荷曲线分解为若干个时间序列，采用时间序列法分别对各时间序列的负荷进行预测，再将各负荷预测结果合成，得到预测期负荷曲线的方法。分解预测法可用于日、周、月、年等负荷曲线的预测。将历史对应时间的负荷曲线分解为n个时间序列（n为日、周、月、年对应的时间周期点数，日负荷曲线中的每日15点可构成一个时间序列）。分别预测未来n个时刻的负荷值，再将其合成，即得到预测期的负荷曲线。

分解预测法的具体步骤：①选择对应时间（或时间段）、对应类别的历史负荷曲线，将其分解为若干个时间序列，分

析其变化的规律性。②定性分析预测期内用电结构和用电方式的变化趋势，选择合适的时间序列预测方法，分别对各时间序列进行预测。③将各预测值合成为负荷曲线，并校核其特性指标与定性分析结果的一致性。若不一致，则要分析并找出偏差较大的序列，重新预测并校核。

分解预测法的关键是要选择对应时间（或时间段）和对应类别的负荷曲线作为分解对象，使分解后的历史时间序列具有较强的规律性，以提高预测的准确性。另外，还要对未来负荷曲线及其特性的变化趋势做深入的分析。

见电力需求预测。

fenshi dianjia

分时电价 （time-of-day tariff） 一种可以有效反映电力系统不同时段供电成本差别的电价机制。常见的形式有峰谷电价、季节性电价和丰枯电价等。根据电网的负荷特性，将1天（1年）划分为峰谷平等时段（或季节），通过将低谷时段（或季节）电价适当调低、高峰时段（或季节）电价适当调高的价格信号引导用户采取合理的用电结构和方式，将高峰时段（或季节）的部分负荷转移到低谷时段（或季节），实现削峰填谷和平衡季节负荷的目标。对分时电价的研究主要集中在分时电价的用户响应、分时电价的实施机制和分时电价对系统的影响三个方面。

分时电价的用户响应　实施分时电价后，电力用户会出于节省电费支出的目的，调整用电时间和用电量。研究用户需求对分时电价的响应规律，是制定合理的分时电价水平和分时电价时段划分的基础。可以采用根据历史数据拟合得出响应度曲线和采用需求弹性的方法分析用户响应。

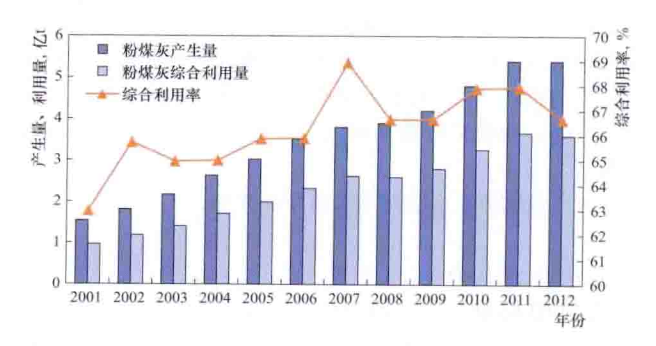
分时电价的实施机制　制定分时电价的方法主要包括基于电能供应成本分析的方法和基于负荷响应分析的方法。基于电能成本分析的方法包括利用高峰负荷定价理论对高峰和非高峰时段进行差别定价，利用随机生产模拟计算平均和边际电能成本来制定峰谷定价，基于边际成本或利润最大化进行分时电价定价。基于负荷响应分析的方法包括基于模糊隶属度函数和用户响应度函数的峰谷电价模型，基于电量电价弹性矩阵并考虑用户满意度的峰谷电价模型，基于3阶的峰谷平、丰枯平电量电价弹性矩阵的峰谷、丰枯电价综合模型，基于丰枯电量电价弹性矩阵并考虑丰枯负荷平衡与水火互济的丰枯季节电价模型。

分时电价对系统的影响　通过实施时间上的差别定价，分时电价可以比单一电价制度实现更高的市场效率和多方面的效益，包括削峰填谷和增加社会福利等方面。在电力市场初期，相对固定的零售电价与经常波动的批发市场电价存在不同步的问题，使供电公司面临一定的市场风险，而通过分时电价实现零售电价与批发电价联动，可以使供电公司有效管理购售电风险。

fenmeihui zonghe liyong

粉煤灰综合利用 （comprehensive utilization of coal ash） 将粉煤灰用于建材生产、建筑工程、筑路、肥料生产、改良土壤、回填和其他产品制作等的措施。粉煤灰通常指燃煤锅炉烟道气体中收集的粉末，在综合利用时还包括煤粉炉底部排出的炉底渣。粉煤灰化学成分以二氧化硅（SiO_2）和三氧化二铝（Al_2O_3）为主，其他成分还包括三氧化二铁（Fe_2O_3）、氧化钙（CaO）、氧化镁（MgO）及未燃尽有机质（烧失量）等。粉煤灰是排放量较大的工业废渣之一，粉煤灰的大宗利用对于减少灰场占地和污染排放具有重要意义。

粉煤灰综合利用始于20世纪20年代，当时包括德国在内的多个欧洲工业国家开始将粉煤灰用于建材和建设工程生产的部分领域，中国在20世纪80年代后广泛应用于多个领域。2001～2012年中国电力行业粉煤灰综合利用情况如图所示。粉煤灰标准是促进综合利用规范化发展的基本措施，日本、德国等国家已经具有完善的粉煤灰综合利用标准体系，中国已经出台了多项粉煤灰综合利用的原料质量标准、产品标准、技术标准等，包括GB/T 1596—2005《用于水泥和混凝土中的粉煤灰》、GB 26541—2011《蒸压粉煤灰多用砖》、DL/T 5055—2007《水工混凝土掺用粉煤灰技术规范》等。



2001～2012年中国电力行业粉煤灰综合利用情况

见固体废物控制。

fengdianchang yunxing guanli

风电场运行管理 （operation management of wind power plant） 为保证风电场输出的电能质量符合有关标准而进行的工作。风电场的企业性质及生产特点决定了其运行管理工作必须以安全生产为基础，通过科学的管理方法，提高风力发电机组设备的可利用率及供电的可靠性，以设备管理为重点，并努力提高企业的社会效益和经济效益。风电场运行管理包括风电场（见图）运营管理和风电机组运行管理。



神华威海风电场（刘中华　摄）

风电场运营管理　风能资源具有蕴藏量大、能量巨大、分布广泛、时空分布不均、能量密度低的特点，当流速同为3m/s时，风力的能量密度仅为水力的1/1000。同时，风能资源具有利用简单、无污染、可再生的优点，以及不稳定性大、连续性和可靠性差的缺点。科学管理风电场是保证风电机组经济、可靠运行的首要条件，而加强风电场的安全管理、人员管理和设备管理则是风电场管理工作的重中之重。

风电机组运行管理　内容包括：①运行人员要掌握设备的运行状态及影响设备运行的各种因素，具有综合性的技能，要强化技术监督。②运行人员要掌握生产管理的各类标准，清楚运行工作程序，提高监测、巡视质量。对存在的问题提前找出应对的办法，避免故障的发生或扩大化。③加强风力发电机组状态检测，增强故障诊断技术。运行人员要利用风力发电机组先进的监视和控制方法，及时观测和采集风力发电机组运行状态下各个部件电气、机械和物理数据，对发电机运行过程与状态下各个部件的运行参数进行对比分析，对机组运行情况进行调整及非正常或事故状态下控制，在初始阶段，检测出机组缺陷，综合进行诊断和趋势分析，应有计划地安排检修，减少停机，避免事故发生，延长机组平均无故障时间，缩短平均修理时间，降低维修费用，提高可用系数。

见《新能源发电卷》风电场安全管理。

fengli fadian biaozhun

风力发电标准　（wind power standard）　为规范风力发电（见新能源发电）工程建设、风电场的运行制定的标准。主要涉及风电工程的勘测、设计、施工安装、运行管理、并网管理及相关设备。

风力发电标准主要由能源行业风力发电标准化技术委员会中的风电场规划设计、风电场施工与安装、风电场运行维护管理、风电场并网管理技术、风力机械设备、风电电气设备、风能资源监测评价与预报技术工作组归口管理。部分重要风力发电标准见表。

部分重要风力发电标准

序号	编　号	名　　称
1	GB/T 50571—2010	海上风力发电工程施工规范
2	GB/T 19963—2011	风电场接入电力系统技术规定
3	NB/T 31001—2010	风电机组筒形塔制造技术条件
4	NB/T 31002—2010	风力发电场监控系统通信—原则与模式
5	NB/T 31004—2011	风力发电机组振动状态监测导则
6	NB/T 31005—2011	风电场电能质量检测方法
7	NB/T 31006—2011	海上风电场钢结构防腐蚀技术标准
8	NB/T 31021—2012	风力发电企业科技文件归档与整理规范
9	NB/T 31022—2012	风力发电工程达标投产验收规程
10	DL/T 5191—2004	风力发电场项目建设工程验收规程
11	DL/T 666—2012	风力发电场运行规程
12	DL/T 796—2012	风力发电场安全规程
13	DL/T 797—2012	风力发电场检修规程
14	DL/T 1084—2008	风电场噪声限值及测量方法

fengneng ziyuan

风能资源　（wind energy resources）　大气沿地球表面流动而产生的天然动能来源。风能是太阳能的一种转化形式，是一种清洁可再生能源。地球上某一地区风能资源的潜力是以该地的风能密度及可利用小时数来表示的。风速越大，其具有的能量越大。

世界风能资源　自然界中的风能资源是丰富的。据世界气象组织（World Meteorological Organization，WMO）宣称，世界风能资源总量为3×10^{17} kW，其中可利用的风能为2×10^{10} kW（200亿kW）。风能资源总量巨大，但能量密度低，且不稳定，只能在一定的技术经济条件下进行有效开发利用。据世界能源理事会数据，至2008年底，世界风力发电装机容量12 109.4万kW，当年发电量2273.9亿kW·h。风能利用较多的国家有美国、德国、西班牙、印度、英国、丹麦、加拿大、葡萄牙、法国等（见表）。中国2008年风力发电量180亿kW·h，占世界的7.9%，居第4位。

世界及部分国家2008年风力发电情况

国　家	年底装机容量		年发电量	
	容　量（万kW）	比　例（%）	容　量（亿kW·h）	比　例（%）
世界合计	12 109.4	100.0	2273.9	100.0
美　国	2541.0	21.0	553.6	24.3
德　国	2390.3	19.7	404.0	17.8
西班牙	1668.9	13.8	313.1	13.8
中　国	1221.0	10.1	180.0	7.9
印　度	964.5	8.0	175.0	7.7
英　国	340.6	2.8	71.0	3.1
丹　麦	316.6	2.6	69.3	3.0
加拿大	236.9	2.0	62.0	2.7
葡萄牙	303.0	2.5	57.6	2.5
法　国	350.6	2.9	57.1	2.5

注：按年发电量大小排序。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

中国风能资源　中国幅员辽阔，海岸线长，风能资源的蕴含量非常丰富。中国气象局2003年底启动第三次全国风能资源普查的结果：中国陆地上离地面10m高度处的风能资源理论储量为43.5亿kW，技术可开发量约为2.97亿kW。2007年启动全国风能资源详查和评价结果：中国陆地上离地面50、70m和100m高度上达到年平均风功率密度300W/m^{2}以上的风能资源技术可开发量分别为20亿、26亿kW和34亿kW，近海水深5～50m区域70m高度上风能资源技术可开发量约5.12亿kW。

中国风能资源主要分布在西北、华北、东北地区（简称“三北”地区），东部、东南沿海及其附近岛屿区域，属风能资源丰富区。“三北”地区北部，年平均风功率密度在150W/m^{2}以上的区域面积大，全年风速大于或等于3m/s的时数可达5000～6000h，风速大于或等于6m/s的时数可达2200h以上，是中国最大的成片风能资源带。东部、东南沿海及其附近岛屿区域，年平均风功率密度150W/m^{2}的等值线距离海岸线较近，全年风速大于或等于3m/s的时数在5000h以上，风速大于或等于6m/s的时数2200h以上，形成沿海风能资源丰富带。

“三北”地区向南扩展，风功率密度由北向南缓慢递减，过渡带宽度在200km左右，年平均风功率密度150～100W/m^2，

全年风速大于或等于 3m/s 的时数在 5000～4000h，风速大于或等于 6m/s 的时数在 2200～1500h；沿海区域向内陆扩展，风速急剧减小，由海岸线向内陆 5～10km 范围，年平均风功率密度降到 100W/m²，全年风速大于或等于 3m/s 的时数约 4000h，风速大于或等于 6m/s 的时数在 2200～1500h；以上区域为中国风能资源较丰富区。

云南、贵州、四川、甘肃、陕西南部、河南、湖南西部、福建、广东、广西的山区及新疆塔里木盆地和西藏的雅鲁藏布江，为中国风能资源贫乏地区，年平均风功率密度在 50W/m² 以下，全年风速大于和等于 3m/s 的时数在 2000h 以下，全年风速大于和等于 6m/s 的时数在 150h 以下，风能潜力很低。

中国是风能利用较早的国家之一。1958 年起许多省区市研制 5kW 以下的小型风力提水发电装置；1978 年引进了 100W 和 250W 风力机，用以提水、发电，结构简单，适合牧区使用。20 世纪八九十年代，中国并网风力发电发展迅速，风电装机容量由 1990 年的 2.6 万 kW，增加到 2000 年的 34.4 万 kW 和 2010 年的 2958.0 万 kW；2001～2010 年 10 年间年均增长率高达 56.1%。2010 年，中国风能开发利用率不足 2%，风电装机容量较多的省区是：内蒙古 973 万 kW，占全国 32.9%；河北 372 万 kW，占 12.6%；辽宁 308 万 kW，占 10.4%；吉林 221 万 kW，占 7.59%；甘肃、山东（见图）、江苏和新疆 139 万～136 万 kW，占 4.7%～4.6%。



山东栖霞唐山风电场（任梦雪　摄）

fuwu zhaotoubiao

服务招投标

(invitation of bidding and tendering for services)　除工程、货物以外的其他招投标活动。包括电力建设工程的勘察设计、监理、调试、工程咨询服务招投标等。

勘察设计招投标　勘察设计招投标一般包括初步设计、施工图设计、竣工图设计及相应阶段的勘测工作等内容。招标人可以依据工程建设项目的不同特点，实行勘察设计一次性总体招标；也可以在保证项目完整性、连续性的前提下，按照技术要求实行分段或分项招标。电力建设工程一般实行勘察设计一次性总体招标，但大型发电厂含铁路等专业工程的，可委托总体设计院负责总体设计，委托专业设计院负责专业工程的专业设计。招标人或者中标人采用其他未中标人投标文件中技术方案的，应当征得未中标人的书面同意，并支付合理的使用费。

工程监理招投标　确定工程监理服务单位的招投标工作，一般包括勘察设计监理、设备监理和施工监理招投标。（见工程建设监理）

调试招投标　电力建设工程调试招投标范围包括单体调试、分系统调试和整套系统起动调试三大项目，也可根据招标人的需要，增加设备的性能试验、特性试验等内容。

工程咨询服务招投标　对国家招投标相关规定明确限额以上，需要通过招标确定的电力工程建设过程中提供造价、技术、法律、财务等方面咨询服务的单位进行招投标。

见建设项目招投标。

Fujian Sheng dianli gongye

福建省电力工业

(electric power industry in Fujian Province)　福建省地处中国东南部，东部和东南部濒临东海和南海，东北部与浙江省毗邻，西北部和西部与江西省相连，西南部与广东省接壤，面积 12.4 万 km²，2012 年末常住人口 3748 万人。福建是中国东南沿海水能资源比较丰富的省份之一。

福建省电力工业始于 1900 年。该年，英国传教士在闽清县坂东乡善牧医院安装 1 台 1kW 汽油发电机组，供照明用电，点起了福建省境内的第一盏电灯。1909 年，福州地方人士集资兴办耀华电灯公司，安装 1 台 10hp（7.46kW）直流发电机组，开创了省内民族资产阶级办电的先河。1921 年，九龙江支流装机 55hp（40.5kW）的西山水电站建成，供制冰用电，为福建境内最早出现的水电站。到 1949 年底，福建省共有 33 家电力企业，发电装机总容量 8656.6kW（其中水电 612.9kW），年发电量为 860 万 kW・h，人均用电量仅 0.4kW・h。最大的机组是福州电气公司所属的 3000kW 汽轮发电机组。各电厂都以孤立的配电网向市区供电。

1994～1996 年创下连续三年每年新增装机容量超百万千瓦的纪录，缓解了福建省国民经济高速发展过程中出现的严重缺电问题。

电源建设　1951 年，古田溪梯级水电站一级工程开工，成为福建省最早动工的中型水电站；1973 年 4 座梯级水电站全部建成。1978 年，平潭岛试装一台本省研制的 55kW 风力发电机组，随后又安装了中比科技合作项目的 4 台比利时产 200kW 风力发电机组，构成风电群，并入省电网运行；分装在各海岛的微型风力发电机组还有三四十台，总容量约 20kW，主要用于照明。20 世纪 80 年代，沙溪口水电站和水口水电站动工兴建，开始了大型水电站的历史。1988 年，第一座港口火电厂——华能福州发电厂 2 台 35 万 kW 机组建成投产。1989 年，平潭县幸福洋投产 4 台 320kW 潮汐能发电机组，为因地制宜开发潮汐电站积累了经验。装机容量 140 万 kW 的水口水电站第一台 20 万 kW 机组于 1993 年并网发电，装机容量 60 万 kW 的厦门嵩屿发电厂第一台30 万kW 机组于 1995 年并网发电，缓解了福建省严重缺电的局面。1997 年，装机容量 40 万 kW 的穆阳溪梯级一级芹山水电站动工兴建。1998 年，装机容量达 60 万 kW 的棉花滩水电站开工建设。与此同时，农村小水

电发展迅速。到 1998 年底，小水电站总数达到 8000 多座，容量超过 260 万 kW，年发电量 92.3 亿 kW·h，并实现村村通电，农村电气化达到较高水平。1999 年，当时中国大陆规模最大的台湾资本建设项目——福建后石发电厂第一台机组（60 万 kW）投运，是当时福建单机容量最大、规模最大的电厂，见图 1。2001 年，棉花滩水电站 60 万 kW 机组全部投运。2008 年 2 月，福建省第一个核电厂——宁德核电厂动工兴建。同年 11 月，总投资近千亿元人民币的福清核电厂开工兴建，计划装机 6 台百万千瓦级压水堆核电机组。

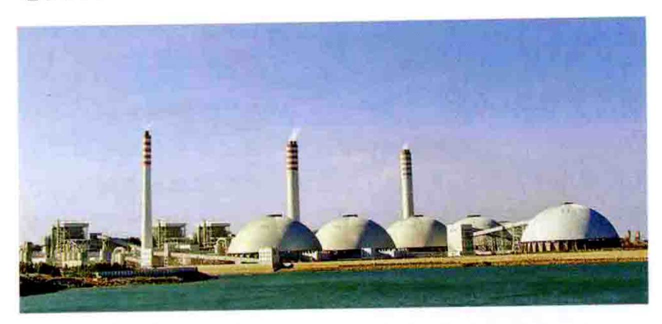


图 1　福建后石发电厂（总容量 360 万 kW）

截至 2012 年底，福建省发电装机容量 3885 万 kW，其中：水电装机容量 1140 万 kW，占 29.3%；火电装机容量达 2632 万 kW，占 67.7%；风电装机容量 113 万 kW，占 2.9%，太阳能发电装机容量 1000kW。年发电量 1622.02 亿 kW·h，其中水电发电量 476 亿 kW·h，火电发电量 1118 亿 kW·h，风电发电量 28 亿kW·h，太阳能发电量 0.02 亿 kW·h。

电网建设　1956 年，古田溪水电站第一台机组发电，同时建成投运福建省第一条 110kV 古田—福州输电线路和第一座 110kV 变电站，构成闽北电网。1972 年，古田二级电站—南平马站变电站 220kV 输电干线投运。1973 年，厦门、漳州、龙岩、泉州等地形成闽西南 110kV 电网。1980 年，两个区域性电网连成全省统一电网。1988 年，形成了 220kV 环网。1994 年，实现 220kV 双环网供电。1998 年，建成投运水口—泉州第一条 500kV 输电线路。2001 年，福建电网实现与华东电网联网，宣告了福建“电力孤岛”运营历史的结束。2002 年，500kV 福州—莆田—泉州输电线路全线建成，形成省内 500kV 三角环网，与华东联网的 500kV 二回线路全线建成。至 2012 年底，福建电网通过 2 回 500kV 线路与华东联网；省内形成以 500kV 全省大环网为主干、220kV 和 110kV 电网为分区网架、城市和农村配电网为终端的坚强电网。拥有 35kV 及以上变电站 1385 座，变电容量 11950 万 kV·A，输电线路总长 4.11 万 km。其中，500kV 变电站 15 座，变电容量 2230 万 kV·A，线路长度 3384km；220kV 变电站 155 座，变电容量 4542 万 kV·A，线路长度 10490km。

2013 年福建电网主接线图见图 2。

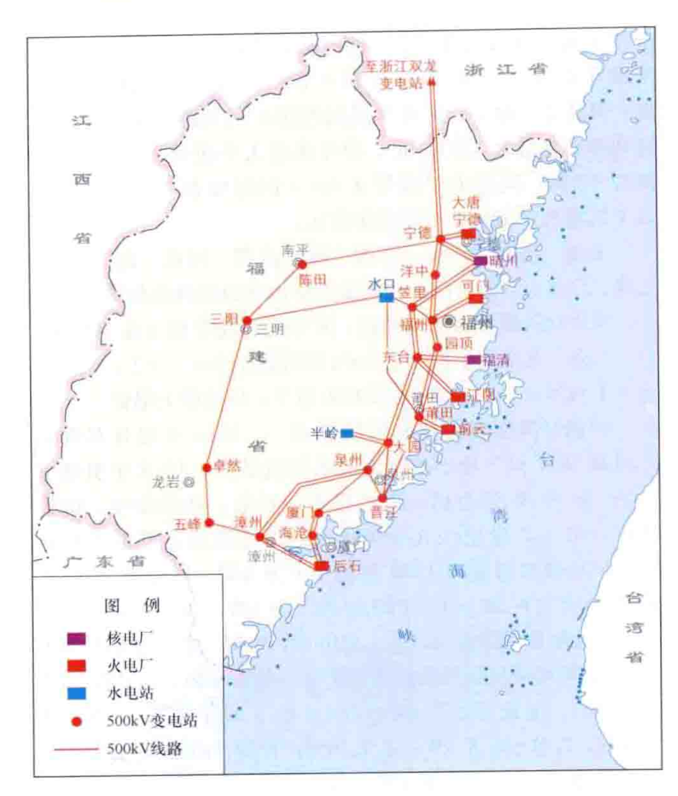


图 2　福建电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1949 年以前，福建省用电以商业和市政照明为主，其次是粮食和机械加工，年发电量仅为 860 万 kW·h。1993 年，福建省全社会年用电量已增至147.3 亿 kW·h。2002 年，福建省全社会年用电量已达 496.8 亿 kW·h，并向华东电网售电 34.9 亿 kW·h。

截至 2012 年，福建省全社会用电量达 1579.50 亿 kW·h。其中第一产业用电量 19.60 亿 kW·h，第二产业用电量 1085.48 亿 kW·h，第三产业用电量达 184.56 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 289.86 亿 kW·h。

电力体制　1949 年，福建电力工业归福建省人民政府实业厅管理。1950 年 10 月，福建电力工业改归福建省工业厅管理。1958 年 2 月，成立省水利电力厅（简称省水电厅），主管全省电力工业。1962 年 3 月，福建省水电厅电业局改为企业性质。1966 年 4 月，福州电力公司成立。1970 年，福建省水电厅撤销，成立省电力工业局，主管全省电力工业，1971 年该局又改组为福建省水利电力局（简称省水电局）。1972 年 12 月，闽西南电力公司成立，为省水电局直属单位，负责管理 1973 年 4 月形成的闽西南电网，网内主要发供电企业同时收归省管。但福州、三明地区主要发供电企业的财权、物权仍由地方管理。1978 年 6 月，福建省水电局下设电业管理局，属企业性质。闽西南电力公司划归省电业管理局管理。1980 年，福建电网形成，省水电局改称省水利电力厅。1981 年，闽西南电力公司撤销，原闽西南电网内企业划归电业管理局管理。从 1983 年 1 月起，福建省属 24 个电力企业事业上划水利电力部统一领导和管理，并在原省水电厅电业管理局的基础上，成立福建省电力工业局，行使企业和政府管电的双重职能。2000 年 6 月，改制成立福建省电力有限公司，作为国家电力公司的全资子公司，负责管理福建电网和所属发电、供电、调度、施工、设计等企事业单位。2003 年，改制为国家电网公司全资子公司，同时根据“厂网分开”的改革要求，将 32 个直属及参控股电厂移交给中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司等 3 个

发电集团公司。福建省电力有限公司以电网建设和运营、电力供应和服务为核心业务。截至2012年，福建省电力有限公司下辖9个电业局和65个县公司。供电客户1360万户，供电人口3860万人。

福建省投资开发集团有限责任公司（简称福建投资集团）是于2009年4月在整合原7家省属投资公司基础上成立的福建大型国有独资公司。注册资本100亿元。福建投资集团总部设有13个职能部室和6个非常设专门委员会，下设11家全资或控股子公司和17家参股公司。主要承担福建省政府赋予的基础设施、基础产业及金融业的投资、股权管理和资本运作职能。业务范围涵盖电力、燃气、水务、铁路建设等福建省政府确定的省内重点产业投资领域。在电力方面的主要投资项目包括福建水口水电站，福建棉花滩水电站，华能电厂，嵩屿发电厂，莆田燃气电厂，福清核电厂，福清嘉儒风电场一、二期工程，福清泽岐风电场，平潭青峰风电场，霞浦大京风电场等。

fuzhu juece zhichi xitong

辅助决策支持系统 (decision support system) 应用数据、模型和知识，为组织中的决策者做出正确决策提供帮助的人机交互系统。辅助决策支持系统针对组织管理中存在的半结构化和非结构化的决策问题，通过提供背景材料、协助明确问题、修改完善模型、列举可能方案、进行分析比较等方式，使管理信息系统向更高一级发展，帮助决策者提高决策水平和质量。

构造 可以分为三角结构、融合式结构、串联结构、数据库为中心结构和四库三功能结构等。

三角结构 又称三部件结构。由人机对话部件、数据部件和模型部件构成。人机对话部件能够提供丰富的显示和对话形式，实现输入、输出转换，控制决策支持的有效运行；数据部件由数据库存储的组织形式、数据库管理系统功能和数据库管理语言体系构成；模型部件主要完成对模型库中模型的管理，实现对模型的调用和运行，通常由数据库存储的组织形式、模型库管理系统的语言体系、模型库管理系统的特定功能构成。（见*数据库技术*）

融合式结构 数据管理部件被融合在模型管理部件之中的一类辅助决策支持系统的结构。该结构中模型管理与数据管理两部分之间没有明显的接口，数据库与模型库的维护和管理都统一地由一个数据库管理系统来实现，而模型管理主要负责模型的建立、选择、拼接、组合、运行控制以及与数据库接口的转换，这种结构更像典型的管理信息系统。

串联结构 人机对话部分与数据管理部分没有直接联系，传达命令或接收数据要间接通过模型管理部分来进行，因此，该结构中模型管理部分的功能有所增加，但接口减少，结构更加简单，易于开发和维护。

数据库为中心结构 与融合式结构的系统相似，主要区别在于增加了一个模型管理接口部分，由这个接口部分把各种具体数据库管理系统的功能转换成一个统一的标准调用接口，供各个模型使用。当对话管理部分要求和数据库通信时，可通过模型库中的一个特殊的模型来进行。这个模型的功能在于把对话管理部分的信息传递给数据管理部分，同理也可结果传出。

四库三功能结构 一种初级的智能决策支持系统，由人机对话部件、推理引擎、数据库、模型库、方法库和知识库构成。相较于传统决策支持系统增加了知识库及相应的推理系统，对于决策者的支持能力增强。从知识的获取、解释、表示和推理所使用的基本技术来看，它与专家系统相似。

目的和作用 包括管理并提供与决策问题有关的组织内部信息，存储并管理与决策有关的数学模型，存储并提供常用的数学方法及算法，对数据进行加工、汇总、分析、预测，以及具有方便的人机对话和图像输出功能等方面。

（1）管理并提供与决策问题有关的组织内部信息，包括订单要求、库存状况、生产能力与财务信息等；收集、管理并提供与决策问题有关的组织外部信息，包括政策法规、经济统计、市场行情、同行动态与科技进展等；收集、管理并提供各种决策方案执行情况的反馈信息，包括订单和合同执行进程、物料供应计划落实情况等。

（2）能以一定的组织方式存储并管理与决策问题有关的各种数学模型，如定价模型、库存控制模型与生产调度模型等。

（3）能够存储并提供常用的数学方法及算法，包括回归分析方法、线性规划、最短路径算法等。

（4）能灵活地运用模型与方法对数据进行加工、汇总、分析、预测，得出所需的综合信息与预测信息。

（5）具有方便的人机对话和图像输出功能，能满足随机的数据查询要求；提供良好的数据通信功能，以保证及时收集所需数据并将加工结果及时传递给使用者；在不影响使用者情绪的基础上，使其能忍受结果输出速度与响应时间。

发展过程 20世纪70年代，S. 摩顿正式提出决策支持系统的概念。20世纪80年代，决策支持系统三部件结构，即对话部件、数据部件以及模型部件确立，从而明确了决策支持系统的基本组成。20世纪80年代末90年代初，决策支持系统开始与专家系统相结合，形成智能决策支持系统。20世纪90年代中期出现了数据仓库、联机分析处理和数据挖掘技术并逐渐形成新决策支持系统的概念。新决策支持系统的特点是从数据中获取辅助决策信息和知识，完全不同于传统决策支持系统用模型和知识辅助决策。把数据仓库、联机分析处理、数据挖掘、模型库、数据库、知识库结合起来形成的决策支持系统，即将传统决策支持系统和新决策支持系统结合起来的决策支持系统是更高级形式的决策支持系统，称为综合决策支持系统。随着因特网的普及，网络环境的决策支持系统又以新的结构形式出现，决策支持系统的决策资源，如数据资源、模型资源、知识资源，将作为共享资源，以服务器的形式在网络上提供并发共享服务。网络环境的决策支持系统是决策支持系统未来的发展方向。

见*业务应用管理信息系统*。

参考书目

陈文伟．决策支持系统．北京：清华大学出版社，2006.

高洪深．决策支持系统（DSS） 理论·方法·案例．3版．北京：清华大学出版社，2005.

黄梯云．智能决策支持系统．北京：电子工业出版社，2001.

fuhe midufa

负荷密度法 (load density method) 根据供电范围内不同功能地区占地面积及相应的用电负荷密度或年用电量密度，测算预测期用电负荷或年用电量的方法。用电负荷密度是用电负荷除以占地面积，单位为 kW/km^2；年用电量密度为年用电量除以占地面积，单位为 $kW \cdot h/km^2$。供电地区预测期用电负荷、年用电量计算公式分别为

$$P = \sum_{i=1}^{n} D_i^p A_i k$$

$$W = \sum_{i=1}^{n} D_i^w A_i$$

式中 P、W 分别为供电地区预测期的最大用电负荷及年用电量；D_i^p、D_i^w 分别为供电地区内 i 功能地区最大负荷密度及年用电量密度；A_i 为 i 功能地区占地面积；k 为各种功能地区最大用电负荷同时率。

研究分析供电地区内各类功能用电历史统计资料，根据各类功能地区今后的发展及电气化提高程度，可以测算出预测期各类功能地区占地面积及相应的用电负荷密度，从而计算出供电地区预测期用电负荷及年用电量。

供电地区，按地区功能可分为工业地区、农业地区和城镇地区等。工业地区又可分为重工业地区、轻工业地区和轻重工业混合地区；农业地区又可分为自流灌溉地区和机灌地区；城镇地区又可分为商业地区、文化科教地区、政府机关地区、旅游地区、居民住宅地区和各类混合功能地区。在国民经济发展的各阶段，各功能地区具有不同的用电特点、用电方式、年最大负荷利用小时和用电负荷密度。城镇和工业地区用电负荷密度较高，农业用电负荷密度较低。

见电力需求预测。

fuhe quxian xiuzhengfa

负荷曲线修正法 (load curve revision method) 在现有负荷曲线基础上，考虑未来影响负荷特性的主要因素，采用适当的方法对其进行合理修正，从而预测未来负荷曲线的方法。负荷曲线修正法的特点是简便易行，但预测的准确性在很大程度上依赖于对未来用电状况（用电结构、用电方式、用电水平等）的准确分析、预测及预测人员的经验。由于日、周（月）、年负荷曲线在不同季节中差异较大，因此需对它们按典型季节进行预测。

对不同类型负荷曲线进行修正时，考虑的因素和采用的方法不同。对日负荷曲线进行修正时，主要考虑用电结构变化、气温、需求侧管理等因素；对周负荷曲线进行修正时，主要考虑用电结构变化、工业生产班制变化等因素；对年负荷曲线进行修正时，主要考虑年内工业生产的周期性、年内气候变化、特殊气候（暖冬和凉夏等）出现概率等因素。

具体预测时，可先根据历史负荷曲线数据，预测未来负荷曲线的特性参数，再根据特性参数和未来用电状况预测或修正未来的负荷曲线。

见电力需求预测。



Gansu Sheng dianli gongye

甘肃省电力工业 (electric power industry in Gansu Province) 甘肃省位于中国西北部，地处黄河上游。东接陕西省，南靠四川省，西连青海省、新疆维吾尔自治区，北邻内蒙古自治区、宁夏回族自治区，并与蒙古国接壤。面积45.4万km^2，2012年常住人口为2578万人。

1909年，甘肃织呢局在兰州安装1台6kW直流发电机，用于生产照明，揭开了甘肃省用电的序幕。1922～1949年，天水、玉门、武威、山丹等地先后建成电源点。1946年7月，在山丹四坝滩校办农场安装1台7.36kW风电机组，为省内利用风力发电之始。至1949年，甘肃省装机容量2662kW。最大的火电厂是玉门油矿自备电厂，装机14台，容量1250kW；单机容量最大的发电机组是黄河沿发电所500kW汽轮发电机组和天水电灯厂180kW混流卧式水轮发电机组。甘肃省有3～6kV输电线路62km，220、380V配电线路百余千米。

甘肃省水能资源分属黄河、长江、内陆河三个水系，相对集中在黄河、长江上游干支流。甘肃省水能资源理论蕴藏年发电量1304.16亿kW·h，经济可开发水电装机容量900.9万kW，年发电量370.43亿kW·h。甘肃省煤炭资源蕴藏量丰富，主要煤田分布于中部和东部，截至2011年7月统计，预测资源储量约1600亿t。太阳能资源和风能资源较为丰富，年太阳辐射量在4800～6400MJ/m^2，年日照时间为1700～3300h。其中河西走廊和甘南高原是省内太阳能最丰富地区，年太阳总辐射量分别为5800～6400MJ/m^2和5800～6200MJ/m^2，年日照时间达3000～3300h。

电源建设 1955年，甘肃省建成西北地区第一座高温高压西固热电厂；1962年1月被誉为“黄河上游第一颗明珠”的盐锅峡水电站和1969年3月中国第一座自主勘测设计、施工安装（见图1）、调试运行的百万千瓦以上大型水电站——刘家峡水电站相继并网发电；位于黄河干流的八盘峡水电站以及长江支流白龙江上的碧口水电站于1975年8月和1976年3月先后发电。到1976年底，甘肃省装机容量达265.419万kW，其中水电194.464万kW，火电70.955万kW。1985年10月，位于榆中县园子乡的中国大陆首座10kW太阳能光伏电站建成发电。1986～1999年是甘肃省电源建设发展最快的时期，全省加快发展坑口（矿口）电厂、扩建增容老电厂，调整水火电比例，增强火电调峰能力。1992、1997年相继建成靖远电厂一期4×20万kW、二期2×30万kW机组，1997年建成4×30万kW玉门试验风电场项目，1998年建成大峡水电站4×7.5万kW机组。

2002年5月，刘家峡水电站全面完成5台机组的增容改造工程，装机容量达135万kW，净增容量19万kW，相当于新建一座中型水电站。华能平凉发电厂一期4×30万kW机组、二期2×60万kW超临界空冷脱硫燃煤发电机组分别于2003年11月和2010年3月全部投产，成为2010年西北地区装机容量最大的火力发电厂。

2010年9月，甘肃酒泉风电基地一期工程在建装机容量突破500万kW，甘肃省风力发电迎来历史性发展机遇。2010年11月，安装200台82/1500kW永磁直驱型风电机组的瓜州30万kW自主化示范风电场项目投产发电。截至2010年底，甘肃省风电装机容量达139.36万kW，发电量20.85亿kW·h。截至2012年底，甘肃省发电装机容量2916万kW，其中水电装机容量730万kW，火电装机容量1551万kW，风电装机容量597万kW，太阳能发电装机容量38万kW；年发电量1107亿kW·h，其中水电发电量344亿kW·h，火电发电量666亿kW·h，风电发电量94亿kW·h，太阳能发电量3亿kW·h。

电网建设 1955年1月，兰州郑家庄电厂—阿干镇煤矿35kV输变电工程建成。1957年11月，兰州—永登、白银110kV输变电工程建成投运，初步形成了兰州地区110kV电网。1971年6月连接甘肃、青海两省的220kV刘家峡—红湾输电线路投入运行。1972年6月中国第一条超高压330kV刘家峡—关中输电线路建成。1985年11月，沙河—青铜峡330kV输电线路建成，实现甘肃宁夏两省联网，从而形成统一的陕甘宁青电网（西北电网）。1986～1999年，输变电建设配合电源建设相应发展，截至1999年底，330kV主网已覆盖甘肃省除甘南、陇南等地外的绝大部分地区，与陕西、青海、宁夏省（自治区）形成较强联络。



图1 刘家峡水电站（1958年开工建设时的施工场景）

2010年11月，乌鲁木齐至甘肃永登的西北—新疆750kV联网工程建成投运，为甘肃千万千瓦级风电基地提供了能源外送大通道，甘肃电网750kV网架初步成型。2011年4月，中国首座容量630kV·A、电压等级10.5kV的配电级全超导变电站——白银超导变电站建成投运。截至2012年底，甘肃电网整体由330kV向750kV骨干网架转型升级，在西北电网的中心枢纽地位更加凸显。甘肃省750kV线路长3630km，750kV变电站6座，变电容量1350万kV·A；330kV线路长7905km，330kV变电站48座，变电容量2630万kV·A；220kV线路长880km，220kV变电站13座，变电容量557万kV·A；110kV线路长24 080km，110kV变电站408座，变电容量2804万kV·A。图2为750kV兰州东变电站，图3为2013年甘肃电网主接线图。

用电状况　1995年甘肃省全社会用电量240.96万kW·h，其中农林牧渔水利业用电33.74万kW·h，工业用电179.34万kW·h，地质普查勘探业用电0.25万kW·h，建筑业用电0.97万kW·h，交通运输、邮电通信业用电6.83万kW·h，商业、饮食仓储业用电1.62万kW·h，城乡居民用电13.78万kW·h，其他事业用电4.43万kW·h。经过16年的建设，甘肃省工业主导地位进一步强化，第三产业加速发展，城镇居民生活有所提高，体现在全社会用电量成倍增长。2012年，甘肃省全社会用电量994.55亿kW·h，其中，第一产业用电量56.47亿kW·h，第二产业用电量787.47亿kW·h，第三产业用电量84.62亿kW·h，城乡居民用电量65.99亿kW·h。

电力体制　1950年1月8日，甘肃省人民政府工业厅成立。同年6月，西北军政委员会工业部西北电业管理局（简称西北电管局）在西安成立。1956年7月，以兰州电厂为基础成立兰州电业局，隶属于西北电管局。1958年2月，撤销西北电管局，成立甘肃省电业局，6月更名为甘肃省电力工业局，主管全省电力工业的生产和建设。1962年6月，西北电管局再次成立，甘肃省电力工业局撤销。1965年7月，水电部西北电管局决定再次成立兰州电业局，主管除河西地区以外的发供电企业。1970年6月，兰州电业局与省水利厅合并，成立甘肃省水利电力局，主管全省的水利电力工作。1978年4月，甘肃省电力工业局成立。1990年2月在甘肃省电力工业局的基础上成立了甘肃省电力公司。2000年7月甘肃省电力公司成为国家电力公司的全资子公司。甘肃省电力公司于2002年12月和2003年1月分别向中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司完成13家发电企业的划转移交工作，并于2011年4月将甘肃火电工程公司、甘肃省电力设计院、兰州电力修造厂和甘肃电力变压器厂划转移交中国能源建设集团有限公司。



图2　兰州东变电站主变压器（2005年9月投运，中国第一座750kV变电站）（国家电网公司　提供）

从2003年开始，甘肃省电力公司成为国家电网公司的全资子公司，承担着甘肃省13个地级市、自治州的电网规

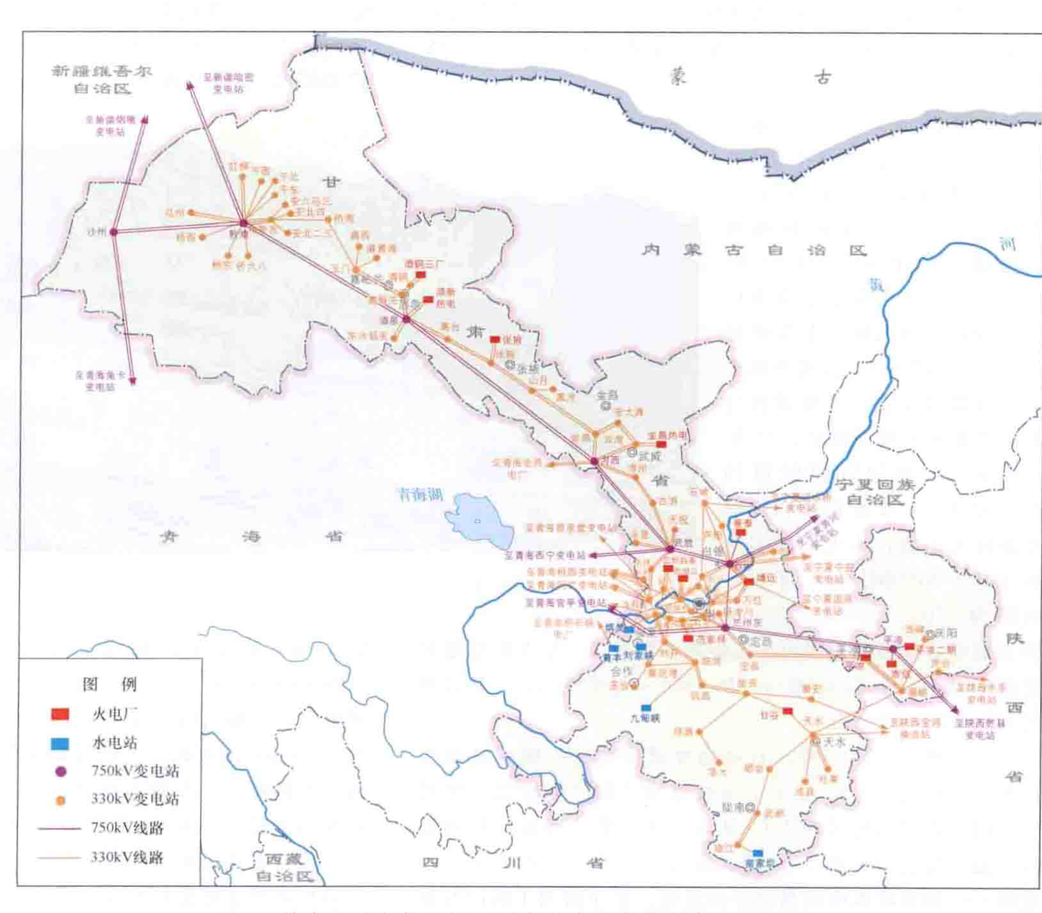


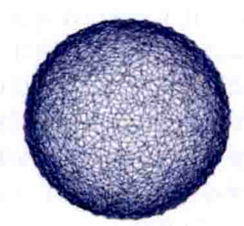
图3　甘肃电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

划建设和供电服务任务。截至2012年底，下设24个部门、13个市州供电公司、114个直属单位及综合产业单位，代管69个县级供电企业。省内售电量833.18亿kW·h，跨区跨省售电量125.26亿kW·h。

甘肃省电力投资集团公司的前身是甘肃省电力建设投资开发公司，成立于1988年。2005年7月，甘肃省人民政府将其组建为甘肃省电力投资集团公司，加挂甘肃省投资集团公司牌子，是甘肃省人民政府出资设立的国有大型投资企业，承担着全省电源项目及其他重大项目的投融资、参控股建设和管理。截至2012年6月底，甘肃省电力投资集团公司控、参股建成及部分建成省内电力项目42个，装机容量达1104.8万kW，是甘肃省境内权益装机容量最大的电源建设主体和最大的项目投资开发建设单位。

Gebenhagen Huiyi

哥本哈根会议 （Copenhagen UN climate change conference） 商讨《京都议定书》一期承诺到期后（即2012～2020年）全球减排协议的会议，全称《联合国气候变化框架公约》第15次缔约方会议暨《京都议定书》第5次缔约方会议。会议于2009年12月在丹麦首都哥本哈根召开，来自192个国家的谈判代表参加了会议，是全球联合遏制气候变暖行动的一次很重要努力。



哥本哈根会议标志

哥本哈根会议达成不具法律约束力的《哥本哈根协议》，维护了《联合国气候变化框架公约》及《京都议定书》确立的“共同但有区别的责任”原则，坚持了《巴厘岛路线图》的授权，坚持并维护了公约和议定书双轨制的谈判进程。会议的焦点问题主要集中在“责任共担”，在“共同但有区别的责任”原则下，最大范围地将各国纳入应对气候变化的合作行动。会议就发达国家实行强制减排和发展中国家采取自主减缓行动做出了安排，并就全球长期目标、资金和技术支持、透明度等焦点问题达成广泛共识；在减缓行动的测量、报告和核实方面，维护了发展中国家的权益；根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）第4次评估报告的观点，提出了控制全球平均温升的长期行动目标。

gongchanghua shigong

工厂化施工 （industrialized construction） 将现场施工工作尽可能地在制造厂中完成的施工方式。其优点是：可加快工程进度，缩短建设周期，提高施工效率和工程质量；简化施工现场，减少临时设施，节约施工用地，促进安全文明施工。工厂化施工可简化施工现场的管理，但必须加强工厂制品的订货、质量检验、运输、装卸、验收以及索赔等的管理。

在电力建设工程施工中，当采用装配式厂房或杆塔结构时，其构配件的生产尽量在预制加工厂内完成，然后运至现场装配，可大大缩短构配件在现场的吊装工作量，进一步缩短工期。由于建筑工程施工既有地下作业，又有高空作业，受寒暑气候变化和风霜雨雪天气的影响很大，采用工厂化施工，可将自然条件的影响降到最低限度。在工厂内制作构配件，可按专业分工，采用先进工艺和专用设备，进行大批量生产，可提高生产效率和构配件质量。在采用工厂化施工的条件下，施工现场的原材料堆放场地和制作车间（包括混凝土搅拌厂、钢筋加工厂、管道组合场等）可大大缩小，并减少原材料等的运输量，相应的电力、供水、道路等临时设施也可简化。在电力安装工程施工中，工厂化施工的主要措施是：将机组设备在原制造厂内或施工基地内组装并试车，提前消除缺陷；辅助设备经过工厂试运后运到现场实行设备不解体安装；各类管道在工厂内预组装并打好坡口，可大大简化现场的安装和焊接工程量。

gongcheng anquan guanli

工程安全管理 （safety management of construction project） 工程管理者运用经济、法律、行政、技术、舆论、决策等手段，对建设活动过程中涉及的人、物、环境等管理对象施加影响和控制，排除不安全因素，以达到安全生产目的的活动。包括建设行政主管部门对建设活动中的安全问题进行的行业管理和从事建设活动的主体对自己建设活动的安全生产进行的企业管理。从事建设活动的主体进行的安全生产管理包括建设单位、设计单位、施工单位等对建设工程安全生产的管理。

在中国，建设工程安全生产管理必须坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，坚持“管生产必须管安全”和“谁主管、谁负责”的原则，建立健全安全生产的责任制度和群防群治制度。建设、施工、监理及其他与建设工程安全生产有关的单位，必须遵守安全生产法律、法规、规章的规定，严格执行工程建设的强制性标准，在各自的职责范围内，保证建设工程安全生产，规范电力建设安全健康与环境管理工作，依法承担相应的责任，并自觉接受建设行政主管部门的监督。

依据“企业负责，行业管理，国家监察，群众监督，劳动者遵章守规”的安全管理体制，从事建设活动的主体单位要以全面落实安全生产责任制为工作主线，建立健全工程安全保证体系和监督管理体系，形成有效的安全生产激励约束机制，推行安全生产标准化建设，依法、合规开展工程安全管理。参与工程建设和管理的各方企业应该建立完整的工程安全管理制度来保证安全责任制的落实，使安全管理保证和监督管理体系有效运转，达到安全建设的目的。

安全生产责任制 对生产经营单位和企业各级领导、各职能部门、有关工程技术人员和生产工人在工程建设活动中应负的安全责任加以明确规定的制度。安全生产责任制是工程建设中最基本的安全管理制度，是所有安全规章制度的核心。其主要内容包括：①从事建设活动主体的负责人的责任制，如建筑施工企业的法定代表人要对本企业的安全负主要的安全责任等；②从事建设活动主体的职能机构或职能处室负责人及其工作人员的安全生产责任制，如建筑企业根据需要设置安全处室或者专职安全人员要对安全负责等；③岗位人员的安全生产责任制，岗位人员必须对安全负责。从事特种作业的安全人员必须进行培训，经过考试合格后方能上岗

作业。建筑施工企业各级行政正职是本单位安全施工的第一责任人，要组织和领导本单位认真贯彻执行国家及行业有关安全施工的方针、政策、法令、制度等；保证本单位有完整的安全监督管理保证体系；建立、健全本单位安全生产责任制；组织制定本单位安全生产规章制度和操作规程；保证本单位安全生产投入的有效实施；督促、检查本单位的安全生产工作，及时消除生产安全事故隐患；组织制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案；及时、如实报告生产安全事故。

工程安全管理保证体系　从事建设活动的主体单位为了安全生产的目的，利用系统工程的理论，把从事建设活动的有关人员、设备进行有机组合，并使这种组合在建设活动的全过程中进行合理的运作，形成合力，在保证安全的各个环节上发挥最大的作用，在完成建设任务的同时确保生产的安全而形成的保证体系。主要由施工组织保证体系、制度保证体系、技术保证体系、安全投入保证体系和信息保证体系组成。

工程安全监督管理体系　运用行政管理赋予的职权，对建设活动全过程的人身和设备安全进行监督管理的网络系统。由安全监督组织结构、安全监督网络、安全监督制度构成完善的安全生产监督体系，协助安全第一责任者做好安全管理工作，开展各项安全管理活动，具有一定的权威性、公正性和强制性。

gongcheng anquan guanli zhidu

工程安全管理制度　(safety management system of project)　生产经营单位依据国家有关法律法规、国家和行业标准，结合生产、经营的安全生产实际，以安全生产责任制度（见安全生产责任制）、安全生产管理制度和岗位操作规程三项制度为核心内容的有关安全生产管理的规章和准则。其核心是为了加强安全生产监督管理，防止和减少生产安全事故，保障工程建设过程中人身和设备的安全，促进工程建设顺利进行。工程安全管理基本制度应包括目标管理制度、安全生产责任制度、安全投入管理制度、施工组织管理制度、施工机械管理制度、作业安全管理制度、安全生产教育培训制度、职业健康管理制度、安全生产监督检查制度、隐患排查和重大危险源监控制度、应急预案和应急救援管理制度、信息报送和事故调查处理制度、绩效考评和持续改进管理制度等。

见电力工程建设项目安全生产标准化。

gongcheng ding'e

工程定额　(project quota)　在合理的劳动组织和合理地使用材料与机械的条件下，完成一定计量单位合格建筑产品所消耗资源的数量标准。工程定额的种类很多，按性质和用途分，有施工定额、预算定额、概算定额和估算指标等；按定额内容分，有劳动力消耗定额、材料消耗定额、机械消耗定额和费用定额等；按定额的颁发层次和适用范围分，有国家定额、行业定额、地方定额和企业定额。

见工程造价管理。

gongcheng gaisuan

工程概算　(budget estimation)　由设计单位编制和确定的建设工程项目从筹建到竣工验收、交付使用的全部建设费用的造价文件。工程概算根据初步设计（水电项目为可行性研究设计）的图纸及说明，利用国家或地区颁发的概算定额、概算指标、各项费用定额、取费标准、设备材料预算价格，以及建设地区的自然、技术经济条件等资料编制而成。工程概算是设计文件的重要组成部分，与投资估算相比，其造价的准确性进一步提高。工程概算可分为单位工程概算、单项工程概算和建设项目总概算三级。工程概算在不同设计阶段分为设计概算和调整概算。

单位工程概算是确定各单位工程建设费用的文件，按其工程性质分为建筑工程概算和设备及安装工程概算两大类。单项工程概算是确定各单项工程建设费用的文件，由单项工程中各单位工程概算汇总编制而成。建设项目总概算是确定整个建设项目从筹建到竣工验收所需全部建设费用的文件，由各单项工程概算、工程建设其他费用概算、预备费、建设期贷款利息等汇总编制而成。

采用两阶段设计的建设项目，一般只在初步设计（水电项目为可行性研究设计）阶段编制工程概算，属于设计概算。采用初步设计（水电项目为可行性研究设计）、技术设计、施工设计三阶段设计的建设项目，除了设计概算外，还应在技术设计阶段编制调整概算。调整概算是在批准的设计概算基础上，结合项目实施过程中项目增减变化或调整、国家政策调整以及市场价格变化，对原设计概算进行工程复核后编制的造价文件。调整概算经审查批准后，可作为项目融资和投资控制管理的依据，是国家有关部门对建设项目进行稽查、审计的依据，是进行项目竣工决算和项目投资后评价的对比依据。

见工程造价管理。

gongcheng jianshe biaozhun

工程建设标准　(engineering construction standard)　以科技成果和工程建设中的实践经验为基础，对规划、勘测、设计、施工、验收、安装、调试等技术要求和方法中需要协调、统一的事项制定的标准。它是技术标准的一种。工程建设标准主要包括工程术语、符号、制图，工程建设模数制、单位制等基础标准，检验、试验、抽样、计算、测试及施工方法标准，安全操作、人身健康、污染物排放和工程安全、卫生、环境保护、环境质量等标准，以及工程地质勘察、工程测量和施工验收等标准。工程建设标准通常具有涉及面广、综合性强、影响面大的特点。

《中华人民共和国标准化法》中规定，工程建设标准的行政主管机构是国务院工程建设行政主管部门。在中国，国家标准编号中顺序号大于50 000的是工程建设国家标准，电力行业标准编号中顺序号大于5000的是工程建设电力行业标准。GB 50660—2011《大中型火力发电厂设计规范》、GB 50745—2012《核电厂常规岛设计防火规范》、DL/T 5173—2012《水电水利工程


UDC
中华人民共和国国家标准　GB
P　GB 50745－2012
核电厂常规岛设计防火规范
Code for design of fire protection for conventional island in nuclear power plants
2012－01－21 发布　2012－10－01 实施
中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局　联合发布

施工测量规范》等为电力工程建设标准。

gongcheng jianshe jianli

工程建设监理 (supervision for project engineering and construction) 监理单位受项目法人的委托，依据国家批准的工程项目建设文件、有关工程建设的法律、法规、有关标准及合同约定，对工程建设进行的监督、管理和咨询业务。建设工程监理实行总监理工程师负责制，其中心任务是对工程的施工质量、进度、造价进行控制，对合同、信息进行管理，对施工单位的安全生产管理进行监督，参与协调工程建设相关方的关系。其特性主要表现为监理的服务性、科学性、独立性和公正性，主要工作流程包括：①文件审查；②巡视；③见证取样；④旁站（监理人员对关键部位或关键工序的施工质量实施的全过程现场跟踪监督活动）；⑤平行检验；⑥签发文件和指令；⑦协调；⑧签证。工程建设监理应制定详细的监理大纲、监理规划、监理实施细则。

监理大纲 监理单位在电力建设工程监理项目投标过程中，为承揽监理业务而编制的项目监理方案性文件。其内容应当根据招标文件的要求制定，通常包括工程项目概况，监理的范围、内容、目标、措施、组织机构、人员配备、费用、报价等。中标后，项目监理大纲是项目监理规划编写的直接依据。

监理规划 在监理合同签订后，由项目总监理工程师主持编制，用于指导项目监理机构全面开展监理工作的指导性文件。主要内容包括：①工程项目概况；②监理工作范围、内容、目标、依据、程序、制度、方法及措施；③项目组织、承建方式；④项目监理机构组织形式；⑤人员配备计划、岗位职责；⑥监理设施。

监理实施细则 在项目监理规划的指导下，针对工程项目中某一专业或某一方面的监理工作，结合工程项目的专业特点制定的指导具体监理业务开展的操作性文件。主要内容包括：①专业或专项工程特点；②监理工作流程；③监理工作控制要点；④监理工作方法及措施。

沿革 国际上，工程建设监理通常指咨询公司（咨询工程师）、事务所受业主委托进行项目管理的服务，即 PM (project managment) 服务。工程建设项目的监理是市场经济的产物，并且伴随着市场经济的发展而发展。在市场经济条件下，项目法人作为建设项目的主体，集项目的责、权、利于一身，为了对建设项目进行有效的监督管理，理想的办法是委托社会化、专业化、资质等级符合要求的监理单位为其提供监理服务。项目监理的范围和业务内容可以是项目建设阶段全过程、全项目的监理，也可以是分部、分项的监理，如设计阶段监理、施工阶段监理等。中国应用最多的是施工阶段监理。

中国的火电、输变电工程建设监理自 1991 年阳逻电厂一期工程（2×30 万 kW）开始试点，到 1994 年以前，监理范围多为单项工程监理（主要是地基处理的监理），监理业务多偏重于单一的施工质量控制。至 1998 年，大中型工程基本实行了设计、施工、调试全过程的监理。中国水电工程的建设监理工作始于鲁布革水电站工程。1984 年，鲁布革水电站工程成立了第一个水电建设监理机构；1984 年后，所有新开工的大中型水电建设项目（除羊湖抽水蓄能电站工程外）全部推行了建设监理。

gongcheng jianshe jianli zhidu

工程建设监理制度 (supervision system for project construction) 规范和明确工程建设监理各方职责、范围、标准、方法等的规章制度、规程、规范的总和。《中华人民共和国建筑法》（1998 年 3 月 1 日起施行）明确了国家推行建筑工程监理制度，确立了工程监理的法律地位；为加强对工程监理的监督管理，国务院建设行政主管部门和各级建设行政主管部门颁发了一系列建设工程监理的规章制度、规程、规范，其中主要的有《工程监理企业资质管理规定》（建设部令第 158 号）、《注册监理工程师管理规定》（建设部令第 147 号）、《建设工程监理范围和规模标准规定》（建设部令第 68 号）、《建设部关于工程设计与工程监理有关问题的通知》（建设〔1999〕254 号）、《房屋建设工程施工旁站管理办法（试行）》（建设部建市〔2002〕189 号）、GB/T 50319—2013《建设工程监理规范》等。

工程监理企业资质分为综合资质、专业资质和事务所资质，其中，综合资质、事务所资质不分级别，专业资质按照工程性质和技术特点划分为若干工程类别和甲级、乙级两个等级（其中房屋建筑、水利水电、公路和市政公用专业资质可设立丙级）。确定监理企业资质等级的标准主要包括：①注册资本金；②企业技术负责人的个人执业资格、工作经历和职称；③注册监理工程师和注册造价工程师的人数，一级注册建造师、一级注册建筑师、一级注册结构工程师或者其他勘察设计注册工程师的人次；④企业的组织结构和管理体系，技术、档案等的管理制度；⑤企业具有的工程试验检测设备；⑥企业无规定的违规行为和失责事件等。



UDC

中华人民共和国国家标准 GB

P GB/T 50319-2013

建设工程监理规范

Code of construction project management

2013-05-13 发布 2014-03-01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 联合发布

gongcheng jiesuan

工程结算 (project settlement) 发、承包双方根据合同约定，对工程项目合同价格完成或执行情况进行计算和确认的过程。工程结算是工程价款支付的依据。结算价是合同约定范围内工程的实际价格，也是确定工程成本、分析经营效果、核算工程利润的依据。根据项目情况，建筑安装工程通常采用当期（一般按月）结算、竣工（完工）结算方式；设备采购一般采用按交货进度分段结算方式。

当期结算 结算周期内按实际完成的工程量（或进度）进行的结算。结算周期末，承包人应按约定时间编报已完工程当期报表，监理人和发包人在规定时间内完成报表的审核并返给承包人，承包人据此编制已完工程价结算账单。内容主要包括项目名称、签约合同价总金额、当期申请结算工程价款、应抵扣款项、本次核定结算工程价款、累计结算工程价款、预付款余额等。当期结算时同时抵扣款预付款和质量保证金，预付款通常在合同累计完成金额达到 20%开始扣

回，到累进完成80%～90%时扣清；当期结算额支付时累计额一般按照不超过合同总价减质保金额进行控制。

竣工结算　施工企业按照合同约定的内容全部完成所承包的工程，经验收质量合格，并符合合同要求之后，向发包单位进行的最终工程价款结算，反映建筑安装工程实际造价，又称完工结算。工程竣工结算应根据不同的合同计价方式，按照合同约定编制。竣工结算是了结承包商和建设单位之间合同关系和经济责任的依据，是建设单位编制竣工决算的依据，也是承包商确定合同最终收入、进行经济核算和考核工程成本的依据。

见工程造价管理。

gongcheng jindu guanli

工程进度管理　(project schedule management)

为实现预定的工程建设进度目标，对工程项目各阶段的工作顺序及持续时间进行的过程规划、实施、检查、督促协调及信息反馈等一系列活动。工程进度管理包括进度计划编制、进度计划执行、进度计划检查和进度计划纠偏等工作，4个过程周而复始地进行，直至整个项目完工为止，工程结束一般进行工程进度管理总结。进度计划管理的方法一般通过计算机辅助进行网络进度计划管理。

工程进度计划编制（plan）　根据合同和招标文件、承建项目的特点、施工环境、施工工艺以及企业的管理水平、施工人员的技术水平等因素，统筹考虑材料物资、机械设备、人工工日、物资运输、设备维修保养、设计变更、征地拆迁等因素，通过科学论证，合理安排，制订由多个相互联系的进度计划组成的系统性计划，控制项目进度。工程进度计划编制的常用方法有横道图法、网络图法和表格法。

工程进度计划执行（do）　在工程建设过程中，根据实际建设进度对计划关键线路调整、优化，直至实现项目总体目标的过程。在进度计划实施过程中，重点关注关键路线工作进展和控制。同时也随时跟踪因建设项目前期准备工作不足、设计变更以及其他客观原因造成非关键工序作业时间延长，持续时间超过关键工序而变成影响工程竣工的关键节点，及时通过沟通，采取措施解决问题，确保工程进度。

工程进度计划检查（check）　对项目进度计划实施情况进行定期检查，比对最新计划，发现滞后节点进度的过程。工程建设计划进度检查可及时了解项目建设动态，对发生进度滞后的工作及时做出反应，确保工程按期完工。工程进度检查以工程总体进度计划为依据，根据情况检查季度、月度等计划，检查内容一般包括：①建设项目的形象进度；②当期最新的总体进度计划；③当期月进度计划目标的完成情况；④当期的资源（人、材、机）投入及消耗情况；⑤发生进度计划偏差时采取的纠偏措施以及措施的落实情况等。（见进度计划检查）

工程进度计划纠偏（action）　纠偏的目的是确保整体工程建设能按总体计划进行，实现总体目标。纠偏的对象包括发生进度偏差的工序和所有未完工序。纠偏措施按持续时间可分为：①不定期纠偏，对因短期投入资源（人、材、机）不足而产生进度滞后的非关键工序，可采取投入资源的方法纠正偏差；②定期纠偏，根据工程实际完成的形象进度按月对总体进度计划进行一次比较、分析，对未实现当月进度目标的影响关键线路的工序采取措施，并调整总体施工进度计划。（见进度计划调整）

工程进度管理总结　工程竣工后，应对工程进度计划实施情况进行总结，作为指导工程进度管理的依据。总结的内容一般包括：①工程总体进度目标的落实情况；②工程实施过程中产生的进度偏差；③工程实施过程中采取的纠偏措施以及措施的落实情况、效果；④工程进度管理落实情况等。

计算机辅助应用　大型电力基建项目普遍采用P3及Project等项目管理软件进行进度管理和控制，应用项目管理软件的优点包括：①免除了单代号或双代号网络图（见网络进度计划）烦琐的手工工期计算，在建立正确的作业逻辑关系并输入合适工期后，通过计算机自动计算项目的关键路径，实现对项目执行的实时监控；②实现了资源、费用与进度的有机结合，计划不再是单纯的工期安排，每道作业均附有相应的资源保障和费用，通过设置资源、费用的临界值，可以检查制订的计划是否合理，人力资源和机械资源的动员能力能否满足高峰期的需求，费用是否超过预算，实现了对项目进度、资源投入和费用投入的实时监控；③真正实现了多级计划管理，通过工作分解结构设定和作业分类码设定，筛选出适合各级管理、施工人员使用的进度计划，保证目标的统一性；④在项目结束后，执行结束的项目可以直接形成项目经验库；⑤根据对项目关注点的不同，设置项目的整体进度计算方法。项目管理软件默认的计算方式是工期百分比计算，而通过配置资源的方式，可以把综合工期、预算等因素的劳动负荷点分配到项目上，得到项目的整体进展。

gongcheng kaigong tiaojian

工程开工条件　(conditions of project startworking)

国家规定的工程项目建设连续施工和顺利实施应满足的基本要求。中国大中型电力项目开工条件包括：①项目公司按照国家对项目法人的要求依法注册成立，组织机构及岗位设置已报批，规章制度健全，管理人员已到位；②项目已通过国家主管部委核准，并列入开工计划；③项目资本金已注入，银行融资已经落实，资金来源符合国家有关规定且承诺手续完备，年度资金需求和投资计划已编制并通过董事会审定；④工程初步设计已通过审查并正式批复，项目公司与设计单位已确定施工图交付计划，施工图纸已经过会审，主体工程的施工图至少可满足连续3个月施工的需要，并进行了设计交底，设计单位工地代表已到位；⑤主要设备完成招标并签订合同，交货进度已落实；⑥工程主体施工单位、监理单位合同已签订，人员、机具、材料已到位，具备连续施工条件；⑦接入系统、运煤铁路（公路或码头）、中水等取水水源、灰场等配套工程建设的有关条件已落实，包括投资主体、设计工作、征地拆迁、工程招标、工程进度安排等；⑧项目征地、拆迁和施工场地“五通一平”（即水通、电通、气通、道路通、通信通和场地平整）工作已经完成，生产、生活临建设施投入使用；⑨工程施工组织设计大纲、施工组织总设计已经编制完成并经审定；⑩施工总平面已按规划实施，现场安全文明施工策划按规定完成，安全设施和标识设施已到位；⑪工程里程碑进度计划已审批，一级网络进度计划已确定；⑫项目安全监督委员会和施工现场安全管理机构已成立，安全管理人员正式上岗；⑬工程质量管理体系已建立；⑭项目建设管理目标已明确并进行了详细的总体策划。

图为国家电网公司 750kV 输变电示范工程开工仪式。 见建设准备、施工准备。



国家电网公司 750kV 输变电示范工程开工仪式

gongchengliang qingdan jijia

工程量清单计价 (valuation via quantities list) 采用工程量清单和综合单价方法计算工程造价的方式。工程量清单是指按照设计方案、现场条件和招标文件要求，将拟建工程的全部项目和内容，依据统一的工程量计算规则和编制要求提出的分部分项工程项目、措施项目、其他项目名称和相应数量的明细清单。一般包括分部分项工程量清单、措施项目清单、其他项目清单、规费税金清单。工程量清单作为招标文件的重要组成部分，是编制标底、投标报价、签订合同、调整工程量、支付工程价款、办理竣工决算和进行工程索赔的依据。综合单价是指完成分部分项工程量清单中一个规定计量单位项目所需的人工费、机械费、材料费、管理费和利润，由投标单位依据计价定额、市场行情等根据各企业自身的实力进行报价。

分部分项工程量清单 完成拟建工程实体工程项目数量的清单。

措施项目清单 为完成工程施工，发生于该工程施工前或施工过程中的技术、生活、安全等方面的非实体项目的清单。由发包人根据拟建工程的具体情况及拟定的施工方案或施工组织设计按照约定的计量和计价规范提出。投标人也可以根据自身技术能力提出可选择的优化方案。

其他项目清单 根据工程项目情况可包括预留金、总承包服务费、零星工作费、发包人提供的设备或材料费等的清单。

规费税金清单 国家、地方、行业规定明确需要缴纳的费用和税金的清单。规费一般以清单方式单独报价，税金根据缴费模式计入综合单价或单独报价。

gongcheng sheji chengxu

工程设计程序 (design program of electric power engineering) 工程项目前期和准备阶段必须遵循的工作步骤。中国电力工程设计程序一般分为 5 个阶段：①初步可行性研究阶段；②可行性研究阶段；③主设备招投标阶段；④初步设计阶段；⑤施工图设计阶段。工程类型不同或利用外资时，其设计阶段略有差异。

中国工程设计程序 1952 年，中国国家建设委员会（简称国家建委）颁发了《基本建设工作暂行办法》，规定设计一般分初步设计、技术设计和施工详图设计，称为三段制设计。1972 年，国家建委颁发的《关于加强基本建设管理的几项意见》中规定，大中型工程项目一般按初步设计（或扩大初步设计）、施工图设计进行，称为两段制设计。1978 年，国家计划委员会（简称国家计委）颁发的《关于基本建设程序的若干规定》中规定，除应提出计划任务书（又称设计任务书）外，还应提出选点（选厂）报告。1983 年，国家计委颁发的《建设项目进行可行性研究的试点管理办法》中规定，应进行可行性研究，要求先提出项目建议书，为满足这一要求，还要先进行初步可行性研究。2004 年国务院印发了《关于投资体制改革的决定》，对企业投资的电力工程项目实施核准制，即在可行性研究之前，由投资方向主管部门上报项目申请报告，在贯彻上述规定、办法过程中，逐渐形成了火电厂、核电厂、输变电工程的设计程序。

火电厂工程设计程序 包括：①进行初步可行性研究，提出初步可行性研究报告。②初步可行性研究报告经审批后，进行可行性研究，提出可行性研究报告。③可行性研究报告经评审后，编报项目申请报告及编制主设备规范书，项目法人组织主机招标。④项目申请报告获得核准后，主机合同正式生效，为初步设计提供依据。⑤进行初步设计，提出初步设计文件。⑥初步设计经评审后，进行施工图设计。项目法人组织辅机招标，为施工图设计提供依据。⑦在工程项目竣工验收时，提出竣工文件和图纸。

核电厂工程设计程序 与火电厂工程设计程序基本相同，但在初步可行性研究前要增加厂址评审阶段，对工程地质、地震、水文、气象和环境保护等条件进行评审。在其他各设计阶段中要增加核电厂安全、质保要求和核燃料后处理等核电厂特有的内容。

输变电工程设计程序 与火电厂工程设计程序相比，前期工作可以简化，除下列情况外，一般直接进入初步设计阶段：①跨大区或跨省联网工程应进行初步可行性研究（直接委托进入可行性研究的除外），500kV 变电站及重要的 330kV 变电站应有规划选站报告。②跨大区或跨省联网工程应进行可行性研究；500、330kV 变电站及 220kV 枢纽变电站应有工程选站报告；难度较大的输变电工程，根据工程情况，在初步设计前应有专题报告。

水电站工程设计程序 水电站工程建设条件比较复杂，勘测工作量大。1994 年以前，项目建议书和可行性研究报告书分别在可行性研究报告和初步设计经评审后才编制。为

了与国家计委的基本建设程序取得一致，并适当减小前期工作费用的压力，从 1994 年起改为：①进行预可行性研究，提出预可行性研究报告。预可行性研究报告经审批后，编报项目建议书。②项目建议书经审批后，进行可行性研究，工作的深度等同于初步设计，提出可行性研究报告。可行性研究报告经审批后，编报可行性研究报告书。③可行性研究报告书经审批后，进行招标设计。项目法人组织工程筹建和工程招标，为施工图设计提供依据。④进行施工图设计。⑤在工程项目竣工验收时，提出竣工文件和图纸。

2011 年，国家能源局印发了《水电工程勘察设计管理办法》(国能新能〔2011〕361 号)，将水电工程设计程序改为：①编制河流水电规划（或抽水蓄能电站选点规划）；②河流水电规划（或抽水蓄能电站选点规划）经审查后进行预可行性研究；③预可行性研究审查后上报审批；④预可行性研究报告审批后进行可行性研究；⑤可行性研究报告审查后上报项目申请报告进行核准；⑥项目核准后进入招标设计，项目法人进行工程招标；⑦进行施工详图设计。

国外工程设计程序 国外工程设计程序大体与中国相仿，但也有其特点：①把可行性研究作为项目决策阶段的主要工作内容，可能多次、反复进行，直至建设方案可行并能为有关各方接受为止；②为满足招标要求，可编制能够响应标书要求的投标设计；③政府一般只介入一次，即可行性研究报告书的审批，审查的重点在于是否符合现行政策、规划及环境保护等要求。

见电力工程设计。

gongcheng sheji fenlei

工程设计分类 (classification of electric power engineering design) 对工程设计划分的不同类别。考虑到工程项目管理的需求，电力工程项目设计分为*初步设计*、*施工图设计*和*竣工图设计*三大类。国外又将初步设计称为基础设计，施工图设计称为详细设计。

初步设计 根据核准的项目申请报告、经审查确认的可行性研究报告和初步勘测结果以及投资者对项目建设的基本要求，初步描绘出建设项目的主辅系统和布置图，全厂(站)总平面布置图，各建（构）筑物平、立、剖面图等，并编制工程设备和主要材料项目清单，编写工程概算，为工程项目的进一步决策和施工图设计奠定基础、提供依据。

施工图设计 在初步设计审查批准后进行的详细设计。设计的施工图不仅是拟建项目施工的指导性技术文件，而且还是工程施工队伍选择、费用预算、材料采购、设备定制、施工方案制定、工程验收、后期维护与使用等方面的重要依据。其设计深度应满足工程项目建设和管理需求。

竣工图设计 项目建设完成交付使用后，在施工图的基础上，依据在施工过程中的设计变更和材料替代等变化绘制图纸。竣工图应与工程竣工后的现场情况完全一致。

见电力工程设计。

gongcheng sheji zeren baoxian

工程设计责任保险 (project design insurance) 以建设工程设计人因设计上的疏忽或过失而引发工程质量事故造成损失或费用应承担的经济赔偿责任为保险标的的职业责任保险。国外各种保险制度非常完善，工程设计责任保险是强制性保险，投资者要求工程设计单位必须投保建设工程设计责任险。

中国建设部于 2003 年印发了《关于积极推进工程设计责任保险工作的指导意见》，2004 年起，中国电力规划设计协会组织电力勘测设计单位研究工程设计责任保险，并与中国人民保险公司北京分公司签订团体保险协议。工程设计责任保险在中国电力勘测设计行业得到推行。中国电力工程设计责任保险分为综合年度保险和单项工程保险：①综合年度保险是指工程设计单位以全年设计项目为投保标的，根据其年承担的设计项目所遇风险和出险概率选择年累计赔偿限额，保险期限为一年；②单项工程投保是指以工程设计的单个项目为投保标的，并以工程项目预算金额为赔偿限额。

推行建设工程设计责任保险的意义：①有利于以最小的成本获得最大的保障，可以增强工程设计单位的抗风险能力。随着中国《中华人民共和国建筑法》《中华人民共和国合同法》《中华人民共和国安全生产法》《建设工程质量管理条例》的颁布和实施，中国工程设计单位的法律风险加大，工程设计单位若不通过保险等方式转移风险，则难以承受事故后果。②有利于提高工程设计单位的市场竞争能力，使工程设计单位在工程设计招标投标中处于有利地位。建设工程设计责任保险具有保护投资者投资安全的功能，在工程设计单位投保建设工程设计责任险后，投资者可以在发生建设工程设计责任事故造成损失时得到经济补偿。投资者在选择工程设计单位时，对资质等级、人员素质、业绩等条件同等的工程设计单位，会优先选择赔偿能力强者（如已投建设工程设计责任保险）的单位。③有利于保护投资者和第三者的财产和人身安全。工程设计责任保险的特点之一就是在保护投保人利益的同时保护受害人的利益。工程设计单位的资产有限，而建设工程设计的风险大，建设工程设计责任保险是其保护投资者及第三者合法权益的最佳选择。④有利于强化工程设计质量管理，提高工程设计质量。投保时，保险公司通过审查，为信誉好、设计质量可靠、设计水平高的设计单位提供保险；对设计责任事故多、赔付率高的设计单位，提高保险费或拒绝为其承保。投保后，保险公司自己或委托行业协会组织的专家运用处理风险的经验和专门知识，指导工程设计单位加强工程设计质量管理，进行设计审查，发现问题，提出建议，督促工程设计单位及时采取措施消除隐患；同时，还可以从保险费中提取一定比例的工程设计风险防范基金，资助有关机构开展工程设计专题研究。通过上述机制和种种工作，提高工程设计的质量，减少工程设计责任事故的发生或减轻事故损失的程度和影响。⑤有利于进行设计创优和技术创新，提高工程设计水平。工程设计是新技术、新材料、新工艺转化为现实生产力的桥梁和纽带。有了建设工程设计责任保险，工程设计人员就敢于在工程设计中大胆采用新技术、新材料、新工艺，进行设计创优和技术创新，这样可以避免工程设计中出现不必要的保守和无谓的浪费。⑥有利于公正、客观地处理工程质量事故，保护工程设计单位的合法权益。工程质量事故一旦发生，其调查和处理一般非常复杂，不仅牵扯工程设计单位的大量精力，而且政府有关部门的处理往往缺乏客观性、公正性。工程设计单位投了

建设工程设计责任保险后，若发生工程质量事故，保险公司要直接参与处理，由其聘请有关专家进行事故鉴定，有利于客观地查明工程质量事故的原因，公正地确定工程质量事故的责任，保护工程设计单位的合法权益。

见勘测设计行业管理。

gongcheng sheji zhuanyou jishu

工程设计专有技术 (know-how for project design)

不为公众所知悉，具有先进性、独创性、时效性和实用性，能为权利人带来经济利益，并经权利人采取保密措施的工程设计非专利技术。专有技术又称技术秘密，包括各种新工艺、新设备、新材料、新结构、新技术、产品配方、各种技术诀窍及方法，以及企业自行编制的计算机软件和企业内部标准等。

工程设计专有技术须经过国家行业主管部门或行业协会聘请同行专家，按照规定的形式和程序，对设计专有技术成果进行评审和评价，并做出相应的结论。工程设计专有技术是勘测设计单位的自有知识产权。

2007年，中国建设部委托中国勘察设计协会组织各行业专家对国、内外勘察设计单位知识产权保护问题开展了研究，完成了《勘察设计单位知识产权保护问题与对策研究报告》，报告建议建设部根据勘察设计行业知识产权的特点制定《工程勘察设计著作权保护若干问题的规定》和《工程勘察设计专有技术管理办法》等知识产权管理规章制度。为此，建设部质量监督与行业发展司于2007年在电力、石化行业开展专有技术管理试点。中国电力规划设计协会根据《建设工程勘察设计管理条例》和《工程勘察设计咨询业知识产权保护导则》，组织专家制定了《电力工程设计专有技术评审管理办法》，并在电力行业内开展工程设计专有技术评审。截至2012年底，电力行业已评选出工程设计专有技术320多项。

见勘测设计行业管理。

gongcheng shigong

工程施工 (execution of construction) 组织施工队伍按工程设计文件和设备制造厂提供的技术文件要求进行的建筑安装工作。电力工程施工包括施工准备、土建工程施工、安装工程施工、设备分部试运行、整套起动调试和试运行。

工程施工要求 工程施工需要严格按施工图进行，并执行有关的施工规程、规范、标准，以确保工程质量。工程施工中要认真执行安全法令和规章制度，加强安全管理，确保职工人身安全和设备安全。施工中还要注意现场整洁、安全设施完好、成品保护工作，做到安全文明施工。

工程施工要有周密细致、科学合理的计划安排，按顺序施工。一般要遵循先地下后地上、先主体后外围、先主机后辅机、先设备后管道的施工顺序，必要时可以调整施工顺序，以满足总体计划工期的要求，使工程能按规定工期竣工投产，发挥投资效益。

工程施工要严格执行工程质量验收程序，一般按检验批、分项工程、分部工程、单位工程、总体工程进行检查验收，隐蔽工程要执行验收签证制度。质量检查人员应按电力建设施工质量验收及评价规程进行验收和评级，不合格品必须返工，严格把关。施工单位除执行内部检查验收制度外，还要根据工程项目的重要程度，由项目法人单位、监理单位、工程质监部门主持检查验收。上一道工序检查验收合格后才能进行下一道工序的施工；单位工程检查验收合格后才能参加整套试运行；完成整套试运行后，工程才能移交生产运行单位，还要通过性能考核试验及专项验收，工程施工才告完成。

施工技术资料的移交是工程移交的重要组成部分，自工程开始即应进行资料的收集、整理、保管工作，各类材料合格证、化验单、技术记录、验收签证单、隐蔽工程竣工图、沉降观测记录等应完整、准确。资料整理应符合档案管理的有关规定。

电力工程施工的特点及方法 特点包括：①涉及设计、制造、生产、运输、物资供应、地方关系以及有关单位等多个方面的协作配合；②施工周期长，投入的资金、人力、物力多；③土石方、混凝土、金属结构、电缆、管道等工程量大；④露天作业、高空作业、交叉作业多；⑤高温、高压、精密设备多，自动化程度高，技术复杂；⑥施工现场经常有多个施工单位同时施工，需要统一指挥，协调配合等。其中：火电工程耐高温高压特种材料的焊接要求高；水电工程建筑施工的导流和截流，大坝的稳定、防渗、抗冲、承压，水力机械的耐磨、防蚀等，需要采取特殊的措施；风电工程风机吊装受环境风速影响大，需要周密组织。

电力建设工程施工要采用系统工程理论及现代化管理手段和方法，推行全面计算机工程项目管理系统的应用，建立完善的施工质量体系，使有关计划、技术、质量、安全、组织、统计、设备、物资、劳动、工资、财务、成本、定额等各项管理工作做到标准化、规范化。

gongcheng xiangmu guanli xinxi xitong

工程项目管理信息系统 (engineering project management information system) 为工程项目的低成本、高效率、短工期、高质量等目标提供信息收集、加工整理、储存、传递和使用等功能的计算机应用系统。其业务范围涵盖了工程项目的范围管理、时间管理、费用管理、质量管理、人力资源管理、沟通管理、风险管理、采购管理等。

功能模块 包括项目概算管理模块、计划管理模块、合同管理模块、项目进度管理模块、质量管理模块和安全管理模块。

项目概算管理模块 为对项目的实际成本实施有计划的管控，借助项目概算管理模块，在项目实施前进行概算管理，达到精细化管理项目成本的目的。

计划管理模块 主要功能包括生产经营计划、劳动力需求计划、施工进度计划、资金使用计划、物资需求计划等。本模块具有计划编制、审核等业务的管理功能，同时提供对各种信息的查询、统计与打印等功能。

合同管理模块 主要功能包括合同起草、合同编辑、合同审核会签、合同履行（执行进度记录、资金到位记录）、合同变更、合同转让、合同分包、合同解除、合同终止、合同违约、合同索赔、合同归档、合同查询等。

项目进度管理模块 主要功能包括自定义工程项目的具

体任务，以横道图方式显示任务的进度情况，对任务进行跟踪管理，以不同的颜色显示已经完成的任务、正在进行的任务和还未开始的任务，横道图对比显示计划和实际进度情况。

质量管理模块　主要功能包括工程质量报表的管理（编制质量月报表、审核质量月报表、编制质量年报表和编制质量事故台账）、质量回访的管理（编制质量回访实施计划、编制工程质量问题统计表、编制工程竣工质量问题回访表、编制用户意见处理单）、工程技术质量检查通报（编制质量问题通知单、编制工程技术和质量管理考核评分项目、编制质量检查整改反馈单）等。

安全管理模块　主要功能包括安全技术措施、安全教育及培训、安全检查、事故和相关人员等的管理，制定并严格执行安全措施，以有效防止设备及人身事故的发生。

目的和作用　包括实现业主、施工企业、监理等单位的信息共享，提高企业管理水平和信息化程度，降低企业生产和综合经营成本，提高企业效益，促进企业业务流程的优化，促使企业决策者转变观念等。

（1）实现业主、施工企业、监理等单位的信息共享。在工程项目管理中通过实施工程项目管理信息系统、企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）、电子商务等软件，实现业主、施工企业、监理单位、供应商等单位的信息共享。

（2）提高企业管理水平和信息化程度。企业基于企业内联网和互联网，可及时发布信息，及时获得业主、客户和市场信息，加快市场反应，可提高业主、客户的忠诚度和满意度，提高企业的竞争能力，降低决策风险。

（3）降低企业生产和综合经营成本，提高企业效益。施工企业信息化的过程，必然要求管理工作走向过程化、职能划分趋于综合化、组织机构逐步扁平化。这“三化”的实现，可不同程度地降低企业生产和综合经营成本，提高企业效益。

（4）促进企业业务流程的优化。任何一项新技术的应用，都或多或少影响到企业业务流程的重组。推广使用工程项目管理信息系统，前提是首先必须进行业务流程的重组工作，以达到保证在系统内信息流、资金流、物流的畅通的目的。

（5）促使企业决策者转变观念，重视信息化工作；加强标准与制度建设，协调不同企业之间的资源共享和利益共享；加强企业信息系统软件开发与实施过程中的管理工作，提高信息系统项目的成功率。

发展过程　经历了信息的单用户使用阶段、信息的局域网共享使用阶段、信息的广域网共享使用阶段和信息的智能化、自动化管理阶段4个阶段。

（1）20世纪60年代开始，到80年代中期，在工程项目的进度管理、成本管理等方面广泛应用了计算机信息系统，但都是单机使用，信息不能共享，故称为信息的单用户使用阶段。

（2）20世纪80年代末期到90年代末期，国内外的工程项目管理中纷纷开始组建局域网，在局域网内从文件的共享使用到软件和硬件的共享使用，逐步进入了信息的局域网共享使用阶段。

（3）21世纪初开始，中国的电力等企业纷纷将自己的局域网环境扩展到广域网，对信息系统软件结构进行新技术革命，从两层发展到多层，从局域网发展到广域网，从客户机/服务器（C/S）软件结构发展到C/S和浏览器/服务器（B/S）共有的混合软件结构，实现在互联网范围内使用软件和共享信息，实现了工程项目信息的广域网共享使用阶段。

（4）工程项目信息系统逐步向信息的智能化、自动化管理阶段发展。

见业务应用管理信息系统、电力信息化工程。

gongcheng yanshou

工程验收　（project acceptance）　在工程项目完成前即工程阶段验收（又称过程验收）的基础上，对工程进行全面检查和鉴定的工作。工程验收包括工程专项验收和工程项目总体验收。工程项目总体验收分起动验收和竣工验收。工程项目总体验收的依据包括：①工程承建合同和与其相应的设计、设备、施工、调试、监理等的技术文件；②政府颁发的技术规范、规程；③安全、环境保护法规等。

工程专项验收　主要是指应通过国家有关行政主管部门验收的工作。火电工程专项验收项目包括：①环境保护；②消防；③水土保持；④档案；⑤劳动安全与职业卫生；⑥特种设备（锅炉压力容器、起吊机械）；⑦涉水工程（水利、港务、海事、航道）；⑧铁路；⑨防雷接地。水电工程专项验收项目包括：①枢纽工程；②建设征地移民安置；③环境保护；④水土保持；⑤消防；⑥职业安全卫生；⑦工程决算；⑧工程档案。为加强电力建设工程质量管理，保证工程质量，确保电网安全，保障人民的生命、财产安全，保护环境，维护社会公共利益。充分发挥工程项目的经济效益和社会效益。火电工程还需按照《电力建设工程质量监督检查典型大纲》要求，接受各个阶段性质量监督检查：①火电工程首次质量监督检查；②火电土建工程质量监督检查；③火电工程锅炉水压试验前质量监督检查；④火电工程汽轮机扣盖前质量监督检查；⑤火电工程厂用电系统受电前质量监督检查；⑥火电工程机组整套起动试运前质量监督检查；⑦火电工程机组整套起动试运后质量监督检查；⑧火电工程验收移交生产后质量监督检查。水电工程还包括工程截流前和水库蓄水前的验收。截流前验收包括：①检查导流工程及主体工程与截流有关的水下隐蔽工程的进度和质量，做出质量评价；②检查截流后壅高水位以下库区移民迁建、安置计划落实情况和解决碍航、漂木等问题；③审批工程导流、截流方案。水库蓄水前验收包括：①检查工程及库区移民迁建、清库的进度和质量，做出质量评价；②审批下闸蓄水的组织措施、技术方案及蓄水后工程安全度汛措施；③确定蓄水时段和次年工程度汛标准；④提出工程蓄水验收鉴定书。

起动验收　通过起动调试和试运行，全面检验主机及其配套系统的设计、设备、施工、调试的质量和生产准备的重要环节，是保证机组形成设计生产能力、发挥投资效益的关键程序。起动试运行和验收由起动验收委员会及试运行指挥部负责组织。起动验收委员会一般由投资方、项目法人，以及电网经营管理、设计、施工、调试、监理、质量监督、运行、电网调度、制造厂及地方有关部门的代表和专家组成。

起动验收委员会应在整套起动前组成并开始工作，直到办完移交试生产手续为止。起动验收委员会负责在机组整套起动前，审议各阶段验收和整套起动准备工作汇报，协调外部条件，决定整套起动开始时间等事宜；在完成整套起动后审议整套起动试运行和交接验收情况报告，决定机组移交生产等有关事宜，主持移交生产的签字仪式，办理交接手续等。发电工程试运指挥部一般下设分部试运组、整套试运组、验收检查组、生产准备组、综合组、性能考核组 6 个工作组。根据工作需要，各组可下设若干专业组。送变电工程起动验收委员会一般下设起动试运指挥组和工程验收检查组。起动试运指挥组根据工作需要下设调度组、系统调试组和工程配合组。

竣工验收　对已全部竣工并完成试生产的工程进行的综合检查和评价，是工程建设的最后阶段。电力工程的竣工验收由竣工验收委员会主持。大型工程的竣工验收委员会由项目法人与有关单位和当地政府协商，提出代表名单，报电力主管部门批准。特大型或特殊工程由国家综合部门主持验收。竣工验收的范围包括本期工程的所有设计项目、全部机组及其公用系统和公用设施等。内容包括建筑、安装、工艺设备、财务、计划、统计、安全、工业卫生、环保设施、消防设施和工程档案等。水电站工程的竣工验收按国家能源局颁发的《水电工程验收管理办法》（国能新能〔2011〕263 号）的要求进行，并提出竣工验收报告。项目法人对验收工作进行总结，提出工程竣工验收总结报告，经电力主管部门审核合格后，由电力主管部门向项目法人颁发工程竣工验收证书。

见电力基本建设程序。

gongcheng zaojia guanli

工程造价管理　(cost control of project)　工程建设的全过程中，通过加强决策、计划、设计、预决算、资金、工期、成本控制等方面的管理，将工程总投资控制在预定目标范围内的一系列工作的总和。工程造价管理在初步可行性研究、可行性研究、初步设计、施工图设计、建设、工程竣工各阶段分别以投资估算、工程概算、施工图预算、工程结算、竣工决算表现。一般情况下应以下一阶段造价不突破上一阶段造价作为控制目标，以确保预计的项目投资收益。工程建设的不同阶段，工程造价管理控制的重点不同，效果也不同。决策阶段影响工程造价的关键在于建设条件的落实和总体方案选择；实施阶段影响工程造价的关键在于具体设计和施工组织方案优化、采购和合同结算过程控制、施工成本管理、资金合理有效使用。

gongcheng zhaotoubiao

工程招投标　(invitation of bidding and tendering for construction)　发包方就电力建设工程的建筑安装及相配套的服务的全部或部分工作通过招投标择优选择承包方。包括分标段招投标和工程总承包招投标。

在中国，电力建设项目进行工程招标的条件为：①按照国家有关规定需要履行项目审批程序的，已经履行审批程序；②工程资金或者资金来源已经落实；③有满足施工招标需要的设计文件及其他技术资料；④法律、法规、规章规定的其他条件。

分标段招投标　招标人为了便于管理，提高效率，将工程划分成若干施工标段分别招标。标段划分应当考虑招标项目的专业要求、管理要求、对工程投资的影响以及各项工作的衔接等因素，一般可以将一个项目分解为单位工程及特殊专业工程分别招标，但不允许将单位工程分解为分部、分项工程进行招标。国际上通行的做法是采用工程量清单报价，在中国存在定额计价（见工程定额）和工程量清单计价两种计价模式。

工程总承包招投标　从事工程总承包的企业，按照合同的约定对工程项目的勘察、设计、采购、施工、调试、竣工验收等实行全过程或若干阶段的承包。工程总承包企业对承包工程的安全、质量、进度和造价全面负责。工程总承包主要有设计采购施工（EPC）/交钥匙总承包、设计—施工总承包（D-B）等方式。

见建设项目招投标、国际招标。

gongcheng zhiliang guanli

工程质量管理　(project quality management)　为实现工程建设的质量方针、目标，进行的质量策划、质量控制、质量保证和质量改进等工作。工程质量管理按建设阶段划分，可分为项目可行性研究、项目决策、工程勘察设计、工程施工、工程竣工验收（见工程验收）等方面的质量管理。中国的工程质量管理历经质量检验、质量统计控制阶段之后，20 世纪 80 年代开始进入全面质量管理阶段。根据国家推行全面质量管理的要求，在电力基本建设的项目可行性研究、项目决策、工程勘察设计、工程施工和工程竣工验收等过程中，开展了全面质量管理和质量管理小组活动。进入 90 年代后，通过治理质量通病、工程优化、贯彻新的起动验收规程、开展达标投产考核和 ISO 9000 质量认证，形成了工程质量管理体系，同时国家通过对工程质量责任制的要求，质量管理各方责任更加明确和落实，有效促进了工程建设整体质量提高。

gongcheng zhiliang guanli tixi

工程质量管理体系　(project quality management system)　在质量方面指挥和控制组织的管理系统称为质量管理体系。GB/T 19000 质量管理体系标准中提出了以顾客为关注焦点、领导作用、全员参与、过程方法、管理的系统方法、持续改进、基于事实的决策方法、与供方的互利关系八项基本原则，包含了质量管理的内涵，构成了质量管理体系的理论基础。质量管理体系由若干相互关联、相互作用的产生和形成工程（产品）质量的主要因素组成。

质量管理体系的运行是执行质量体系文件、实现质量目标、保持质量体系持续有效和不断优化的过程，依靠并发挥组织结构的职能，通过不断地组织协调、实施质量监督，开展信息反馈，定期进行质量体系审核和管理评审（体系评价）等活动来实现。

质量管理体系的内容以满足质量目标、组织内部管理的需要为准，比特定顾客（见项目法人）的要求更广，可通过对已确定的质量体系进行证实（认证），达到合同或强制性质量评价的目的。1995 年以来，中国电力设计、施工企业普遍开展了质量体系认证工作，至 1999 年，多数企业已通

过了质量认证机构的质量体系认证。

项目施工质量保证体系是在施工企业质量管理体系的基础上，针对工程项目的特点和质量目标进行修改和补充，编制针对性和可操作性较强的施工项目质量体系文件（如质量计划、程序和作业指导书、质量记录等）并加以实施。在企业建立内部质量管理体系并有效运行的基础上，当项目法人在基本建设项目招标中对质量保证体系有特定要求时，施工企业应按合同规定，形成质量体系文件，并认真贯彻实施。项目法人（需要时，可以委托专业对口的第三方质量体系审核机构）应对施工项目的质量保证体系进行审核，并实施基本建设全过程的体系动态监督和评价，以减少项目法人在基本建设项目上投资的质量风险，保证投资的质量经济效益。


GB
中华人民共和国国家标准
质量管理体系　基础和术语

见工程质量管理、工程质量责任制。

gongcheng zhiliang jiandu

工程质量监督　(supervision of project quality)　各级质量监督机构代表政府行使工程质量监督权的工作。其主要职能包括：①核查监理单位及承包商的资质；②监督、抽查工程质量体系的建立和实施；③参加或组织工程重点项目、关键部位的监督检查。各级质量监督机构的质量监督是一种独立于工程责任者之外的政府行为，不能替代各建设、监理、设计、施工和调试机构的质量管理职能。

在中国，根据国务院《关于改革建筑业和基本建设管理体制若干问题的暂行规定》和《建设工程质量管理条例》的规定，从1986年起，各省、自治区、直辖市和国务院有关部门相继建立了质量监督机构，开展了质量监督工作。

电力建设工程质量监督机构从1986年开始组建。1990年5月，能源部颁发了《电力基本建设工程质量监督暂行规定》，电力建设三级质量监督机构基本形成，质量监督工作逐渐全面展开。1995年1月，电力工业部颁发了《电力建设工程质量监督规定》，电力建设工程质量监督网络体系已经形成。2002年电力体制改革后，2005年组建了新的电力建设工程质量监督总站，并发布《电力建设工程质量监督规定（2005版）》，质量监督制度基本健全，质量监督行为基本规范，对在建工程项目全面开展了质量监督检查。质量监督工作的开展，对加强工程质量管理、保证工程质量、提高工程投产水平起到了监督、推动和促进作用。

电力建设质量监督机构一般实行国家层面、区域或集团层面、地方或项目层面三级设置，或者国家层面、地方或项目层面两级设置，分层实施质量监督工作。

见达标投产。

gongcheng zhiliang yanshou ji pingjia

工程质量验收及评价　(acceptance and evaluation for project quality)　包括工程质量验收和工程质量评价。工程质量验收是项目建设过程中或建设完工后为了保证建设质量，在施工单位自行质量检查评定的基础上，由建设方、业主、相关技术服务单位按照规程、规范、技术标准、合同要求共同对检验批、分项、分部、单位工程的质量进行抽样复检，并根据相关标准以书面形式对工程质量达到合格与否做出确认的过程。工程质量验收应划分检验批及分项工程质量验收、分部工程质量验收和分部工程质量验收。施工质量验收只设“合格”质量等级。工程质量评价是在验收合格基础上由独立的第三方通过系统性的检查，对工程满足规定要求能力的程度进行科学公正的评定，包括单项工程施工质量评价和整体工程质量评价。有创建优质工程目标的项目应进行工程质量评价。工程质量评价应按单项工程、单台机组和整体工程三个阶段进行。

检验批及分项工程质量验收　应由监理工程师（建设单位项目技术负责人）组织施工单位项目专业质量（技术）负责人等进行验收。

分部工程质量验收　应由总监理工程师（建设单位项目负责人）组织施工单位项目负责人和技术、质量负责人等进行验收；地基与基础、主体结构分部工程的勘察、设计单位工程项目负责人和施工单位技术、质量部门负责人也应参加相关分部工程验收。

单位工程质量验收　单位工程完工后，施工单位应自行组织有关人员进行检查评定，并向建设单位提交工程验收报告。建设单位收到工程验收报告后，应由建设单位（项目）负责人组织施工（含分包单位）、设计、监理等单位（项目）负责人进行单位（子单位）工程验收。单位工程质量验收合格后，建设单位应在规定时间内将工程竣工验收报告和有关文件，报建设行政管理部门备案。

单项工程施工质量评价　应在所含全部单位工程施工质量验收合格，工程技术文件收集、整理完毕后进行，评价应包括满负荷试运前的全部工作内容。

单台机组质量评价　应在该机组全部单项工程质量评价以及机组满负荷试运完成且配套的环保工程正常投入运行后进行。公用系统纳入首台机组评价。

整体工程质量评价　应在该工程全部单台机组质量评价、机组性能试验及工程档案评价完成后进行。整体工程施工质量评价应按工程工程部位和系统进行划分。每个工程部位、系统应根据其在整个工程中所占工作量大小及重要程度给出相应的权重值，具体权重值分配可参照《建筑工程施工质量评价标准》制定。每个工程部位、系统安装工程质量的特点，其质量评价应包括施工现场质量保证条件、性能检测、质量记录、尺寸偏差及限制实测、强制性条款执行情况、观感质量等六项评价内容。每项评价内容根据其在该工程部位、系统内所占的工作量大小及重要程度给出相应的权重值。每个检测项目包括若干项具体检查内容，对每一具体检查内容应按其重要性给出标准分值，其判定结果分为一、二、三共三个档次。一档为100%的标准分值；二档为85%的标准分值；三档为70%的标准分值。工程结构、单位工程施工质量优良工程的评价总分均应大于等于85分。总得分达到92分及其以上为高质量等级的优良工程。

见达标投产。

gongcheng zhiliang zerenzhi

工程质量责任制 (project quality responsibility system) 在工程项目建设中，参与工程建设的各方规定承担相应质量责任的制度。中国的工程质量责任制根据国家颁布的《建设工程质量管理条例》以及合同、协议及有关文件制定。项目法人，勘察、设计单位，施工单位，工程监理单位，建筑材料、构配件及设备生产或供应单位均需落实相关责任制的要求。

(1) 项目法人落实质量责任制要求。主要包括：①根据工程特点和技术要求，按有关规定选择相应资质等级的勘察、设计单位和施工单位，在合同中必须有质量条款，明确质量责任，并真实、准确、齐全地提供与建设工程有关的原始资料；②应根据工程特点，配备相应的质量管理人员；③在工程开工前，负责办理有关施工图设计文件审查、工程施工许可证和工程质量监督手续；④工程施工中，应按国家有关工程建设法规、技术标准及合同规定，对工程质量进行检查；⑤工程竣工后，应及时组织设计、施工、工程监理等有关单位进行施工验收，未经验收备案或验收备案不合格的，不得交付使用；⑥按合同的约定负责采购符合设计文件和合同要求的建筑材料、建筑构配件和设备，对发生的质量问题承担相应的责任。

(2) 勘察、设计单位落实质量责任制要求。主要包括：①必须在其资质等级许可的范围内承担相应的勘察设计任务，不许承揽超越其资质等级许可范围以外的任务，不得将承揽工程转包或违法分包，也不得以任何形式用其他单位的名义承揽业务或允许其他单位或个人以本单位的名义承揽业务；②必须按照国家有关规定、工程建设强制性技术标准和合同要求进行勘察、设计工作，并对所编制的勘察、设计文件的质量负责。

(3) 施工单位落实质量责任制要求。主要包括：①施工单位必须在其资质等级许可的范围内承揽相应的施工任务，不许承揽超越其资质等级业务范围以外的任务，不得将承接的工程转包或违法分包，也不得以任何形式用其他施工单位的名义承揽工程或允许其他单位或个人以本单位的名义承揽工程；②对所承包的工程项目的施工质量负责；③必须按照工程设计图纸和施工技术规范标准组织施工。

(4) 工程监理单位落实质量责任制要求。主要包括：①应按其资质等级许可的范围承担工程监理业务，不许超越本单位资质等级许可的范围或以其他工程监理单位的名义承担工程监理业务，不得转让工程监理业务，不许其他单位或个人以本单位的名义承担工程监理业务；②应依照法律、法规以及有关技术标准、设计文件和建设工程承包合同，与建设单位签订监理合同，代表建设单位对工程质量实施监理，并对工程质量承担监理责任。

(5) 建筑材料、构配件及设备生产或供应单位对其生产或供应的产品质量负责。

见工程质量管理、工程质量管理体系。

gongcheng zongtouzi

工程总投资 (total project investment) 建设一项工程预期开支或实际开支的全部固定资产投资费用的总称。包括预计或实际在土地市场、设备市场、技术劳务市场以及工程承包发包市场等交易活动中形成的建设工程总投资。所有这些用于固定资产投资的费用，最终能够形成固定资产或无形资产及其他资产。工程总投资根据需要以静态投资和动态投资两种形式表现。影响工程总投资的因素众多，计算依据复杂。

一般情况下，工程总投资的计算依据主要包括：①设备和工程量计算依据，包括项目建议书、可行性研究报告、设计文件等；②人工、材料、机械等实物消耗量计算依据，包括概算定额、预算定额等；③工程单价计算依据，包括人工单价、材料价格、材料运杂费、机械台班费等；④设备单价计算依据，包括设备原价、设备运杂费、进口设备关税等；⑤措施费、间接费和工程建设其他费用计算依据，主要是相关的费用定额和指标；⑥政府规定的税、费；⑦物价指数和工程造价指数。

gongye shipin jiankong

工业视频监控 (industrial video surveillance) 在工业现场复杂的环境条件下，利用视频技术探测、监视设防区域，并实时显示、记录现场图像的综合电子系统。工业视频监控直观、准确、及时且信息内容丰富，广泛应用于许多场合，是保证人员、设备安全的重要手段，是工业领域实现现代化管理的基础。

系统组成 工业视频监控系统一般由摄像、传输、控制、显示、存储等部分组成。

摄像部分 负责采集和处理现场图像，采用摄像机、视频采集卡等。

传输部分 图像信号、声音信号和控制信号在视频监控系统中的传送媒介，可以采用电缆、IP网络等方式。

控制部分 视频监控系统的“指挥中心”，用于对摄像机发出控制指令、对多路摄像机进行切换、控制图像的播放和显示等，包括视频矩阵、硬盘录像机(digital video record，DVR)、数字视频服务器(digital video server，DVS)等，有些控制部分还具有图像处理和图像存储功能。

显示部分 用于图像的播放，可以采用监视器、计算机显示器等方式进行播放。

存储部分 用于保存采集的图像信息。存储设备的容量决定了图像存储时间的长短。存储方式经历了从早期的录像机磁带方式到计算机硬盘方式，再到当前广泛应用的存储服务器集群方式的演变过程。

在电力行业的应用 在电力工业领域，视频监控广泛应用于电力系统生产管理、应急指挥、输变电线路状态监测和检修、专业机房和营业场所监视、工作场所安全保卫等方面，能够提供音视频、数据、告警及状态等信息的远程采集、传输、储存和处理等功能。其主要作用：①实时监视，如监视控制屏显示数据和仪表读数、各种设备运行情况、各种设施运行的现场环境等；②事故追忆，事故发生后，帮助技术人员查看事故发生时的现场状况，从而尽可能地发现事故发生的原因；③现场操作指示，由值班人员对远方的操作人员进行操作指示，如发现不正确的操作，可通过电话、手机等方式及时提醒，从而确保操作的正确性；④安全防范，通过使用烟感、门禁、红外等传感器，视频监控系统能够及时将现场的报警信号传给调度中心，以做出相应处理。

智能化发展 随着计算机、网络以及图像处理、传输技术的飞速发展，工业视频监控技术正朝着智能化的方向发展。智能化视频监控系统是新一代基于视频内容对监控场景进行分析的监控系统，能够自动识别和分析不同的物体，提取场景中的关键信息，过滤掉用户不关心的信息，发现监控画面中的异常情况，并能够以最快和最佳的方式发出警报和提供有用信息，更加有效地协助相关人员处理危机，最大限度地降低误报和漏报现象。

发展过程 从20世纪80年代起，工业视频监控的发展经历了闭路视频监控系统、模拟-数字视频监控系统和网络化视频监控系统3个阶段。

（1）第一代是以模拟设备为主的闭路视频监控系统（close circuit television，CCTV），通常由摄像机、视频矩阵、录像机、监视器、传输电缆等专用设备组成。摄像机采集的视频信息，通过电缆以模拟信号的形式传输，然后在监视器上显示出来，并以录像带形式保存。受到模拟视频电缆传输长度等因素限制，一般只支持本地监控，不能实现远程直播或点播。

（2）第二代是以DVR为核心设备的模拟-数字视频监控系统，采用视频采集卡完成对视频图像的采集、压缩，通过IP网络完成从摄像机到DVR的视频信号传输，并通过监视器或计算机显示器进行显示和播放。由于DVR产品类型较多，没有标准，不同厂家的设备无法进行互连，难以形成较大规模的视频监控系统。

（3）第三代是基于DVS的网络化视频监控系统，由视频采集设备、存储服务器集群、IP网络以及Web服务器等组成，用户可以在计算机显示器上通过Web浏览器收看、回放、点播视频信息。网络化视频监控系统可实现不同区域多个系统的联网，核心设备可部署在不同地方，形成一个规模更大、覆盖区域更广的工业视频监控系统，满足对工业现场远距离、大范围监控的需要，并可通过电子地图等技术手段，使用户更直观地查看视频信息。

见视频应用系统、视频会议系统。

gongzuo biaozhun

工作标准

（work standard） 对工作的内容、方法和质量要求制定的标准。它是企业标准的重要组织部分。

工作标准包括各岗位的职责和任务，每项任务的数量、质量要求及完成任务的程序和方法，与相关岗位的协调，信息传递方式，考核办法及奖罚要求等。

gongzuopiao zhidu

工作票制度

（working schedule） 电力企业为确保工作人员在电力生产设备和系统上检修、基建施工或其他作业时的安全而实行的一种管理规定。工作票制度是保证检修、基本建设施工或其他作业人员人身安全和设备安全的一项重要措施。工作票制度主要对工作票使用范围、内容，填写要求，有关人员资质要求、安全职责，工作票执行过程要求及注意事项，对已执行工作票的检查评价、统计、考核、保存等内容做出了规定。

工作票是在设备检修作业时，落实安全技术措施、组织措施及有关人员安全责任，进行检修作业的书面依据。工作票内容一般包括单位，编号，工作负责人、工作班成员、总人数，工作内容和工作地点，计划工作时间，工作开始、终结时间，安全措施及措施执行情况，工作票签发人、工作许可人、值班负责人、值长审核签名，工作负责人变更，工作任务扩大、工作延期等审批签字，检修设备试运行，工作终结，工作票终结，人员评价，备注等。

相关要求 工作票票面上字迹应工整、正确、清楚，不得任意涂改，关键字不能引起歧义。工作票填写必须使用双重编号；工作票签发人由熟悉检修技术、设备情况、安全规程的生产领导、技术人员或经主管生产的领导批准的人员担任，并经正式行文公布。工作票签发人不能兼任该项工作的工作负责人。工作许可人不能签发工作票。工作票一般由工作票签发人填写，也可由工作负责人填写，由工作票签发人审核、签发，工作许可人许可后方可生效。工作票一式两份，一份保存在工作地点，由工作负责人收执；另一份由值班人员收执，按值移交。一个工作负责人只能收执一张工作票工作。若工作任务不能按批准工作结束时间完成时，应办理工作票延期手续。若需扩大工作任务，必须由工作负责人征得工作许可人的许可，并在工作票上填写新增工作项目。若需变更或增设安全措施时，必须填用新的工作票，重新履行工作许可手续。工作间断时，工作班人员应撤离现场，所有安全措施保持不动。转移工作地点时，工作负责人应向工作人员交代带电范围、安全措施和注意事项。全部工作完毕后，需要办理工作票终结手续。工作负责人应先全面检查，再与工作许可人共同检查设备状况、有无遗留物件、是否清洁等，在工作票上记入终结时间，双方签名后，工作票方告终结。事故处理可不填工作票，但处理完毕后，要做详细记录。已执行和作废的工作票要按月整理、统计、分析，按编号顺序装订并妥善保管。有关管理人员要定期对工作票进行抽查、评价，提出改进意见。

沿革 工作票制度始于20世纪50年代初期，是电力行业在多年运行实践中总结出来的有效预防事故发生的经验。工作票制度、操作票制度与交接班制度、巡回检查制度、设备定期试验和轮换制度并称为“两票三制”，是电力生产中运行管理和安全管理的最基本制度。

gongsi faren zhili jiegou

公司法人治理结构

（corporate governance structure） 在公司制企业中，由国家法律、行政法规和依法制定的公司章程规定的，能够以法人名义进行民事活动的组织机构形式。公司法人治理结构在不同的法律体系和不同国情的国家中有所不同，一般都由股东会、董事会、监事会及经理等组成。公司法人治理结构是公司制企业的核心，它规定了权力机构、决策机构、执行机构和监督机构的设立、运作和相互关系，使公司制企业形成规范有序、各负其责、协调运转及有效制衡的机制。

股东会 由全体股东组成的非常设的公司最高权力机构，由其决定公司的一切重大事宜，又称股东大会。

股东会的职权主要有：①决策公司的经营方针和投资计划；②选举和罢免董事，决定有关董事的报酬事项；③选举和罢免由股东代表出任的监事，决定有关监事的报酬事项；④审议批准董事会的报告；⑤审议批准监事会或监事的报

告；⑥审议批准公司的年度财务预算、决算方案；⑦审议批准公司的利润分配和弥补亏损方案；⑧对公司增加或者减少注册资本做出决议；⑨对发行公司债券做出决议；⑩对有限责任公司的股东向股东以外的人转让出资做出决议；⑪对公司合并、分立、变更公司形式、解散和清算等事项做出决议；⑫修改公司章程。

股东会的形式是股东会议，分为定期会议和临时会议。定期会议又称股东常会，按照公司章程的规定按时召开，通常是每年至少召开一次；临时会议又称特别会议，是在特别必要时由代表1/4以上有表决权的股东、1/3以上董事或监事提议，可以临时召开。

股东会议由董事会召集，董事长主持。董事长因特殊原因不能履行职务时，由董事长指定的副董事长或者其他董事主持。有限责任公司、股份有限公司召开股东会议前，必须按照《中华人民共和国公司法》规定的提前日期，将股东会议的审议事项通知各股东。

股东的决策权是通过行使表决权实现的。有限责任公司的股东依其出资比例享有表决权；股份有限公司的股东所持每份普通股有一表决权。

股东会的决议方式分为普通决议和特别决议。股东会的普通决议程序由公司章程规定，一般超过1/2表决权时，决议即成立；但对修改公司章程，增加或减少公司注册资本，公司分立、合并或者变更公司形式，解散公司等特别决议必须经过2/3以上有表决权的股东同意才能成立。股东会应对讨论事项的决定做出会议记录，出席会议的股东应当在会议记录上签名。

国有独资公司不设股东会。由国家授权投资的机构或部门按照董事会的任期委派或更换董事。董事会由委派机构或部门授权行使股东会的职权。

董事会　公司的常设机构，代表股东执行公司业务，负责对除股东会决议以外的一些重大事项和日常经营管理做出决策。

董事会是股东会闭会期间的最高决策机构，它对股东会负责，通过召开董事会会议做出决策、决议和决定，并通过召开董事会会议督促和检查决议等的执行。

董事会的职权主要有：①负责召集股东会，并向股东会报告工作；②执行股东会的决议；③决定公司的经营计划和投资方案；④制订公司的年度财务预算方案、决算方案；⑤制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；⑥制订公司增加或减少注册资本的方案；⑦拟订公司合并、分立、变更、解散和清算决策方案；⑧决定公司内部管理机构的设置；⑨聘任或解聘公司经理（总经理）、总会计师、总经济师及总工程师等负责人员，决定其报酬事项；⑩制定公司的基本管理制度。

董事会设董事长1人，副董事长1～2人。董事长、副董事长的产生办法由公司章程规定，一般采取协商或选举的办法产生。有限责任公司设董事会的，董事长为公司的法定代表人，是董事会的召集人；不设董事会而只设一名执行董事的，执行董事为法定代表人。股份有限公司必须设立董事会。

在董事会成员中，应当有公司职工的代表，职工代表由公司职工民主选举产生。

董事会会议由董事长召集和主持；董事长因特殊原因不能履行职务时，由董事长指定副董事长或其他董事召集和主持。有1/3以上董事提议召开的董事会会议，应当及时召开。

董事会每年度至少召开两次会议，每次会议应于会期10日以前通知全体董事。董事会应对所议事项做出会议记录。会议记录应记载所议事项及结果，由出席会议的董事签名。

董事会的决议程序由公司章程规定。但是董事会对股东会特别决议事项做的决议必须经全体董事一致同意。

在有限责任公司不设股东会的情况下，可以由全体股东授权董事会行使公司权力机构的职权，并在公司章程中载明。公司可根据需要，在董事会闭会期间，由董事会授权董事长行使董事会的职权。

董事任期由公司章程规定，但每届任期不得超过3年。董事任期届满，连选可以连任。董事任职期满前，股东会不得无故解除其职务。

监事会　公司业务管理活动的监督机关。监事是公司业务活动的监督者。有限责任公司中经营规模较大的，设立监事会，其成员不得少于3人，设立监事会应在监事会组成人员中推选1名召集人；有限责任公司中股东人数较少或规模较小的，可以设1～2名监事，也可以不设监事。监事会是股份有限公司必要的常设业务监督机关。

监事会和监事的职权主要有：①检查公司财务；②对董事、经理执行公司职务时违反法律、法规或者公司章程的行为进行监督；③董事和经理的行为损害公司的利益时，要求董事和经理予以纠正；④提议召开临时股东会；⑤公司章程规定的其他职权。监事有权列席董事会会议。

监事会由股东代表和适当比例的公司职工代表组成，具体比例由公司章程规定，监事会中的职工代表由公司职工民主选举产生。董事、经理及财务负责人不得兼任监事。监事的任期每届为3年，任期届满，可以连选连任。

经理　受董事会委托，负责公司日常生产经营管理的工作机构。

经理由董事会聘任或者解聘，对董事会负责。经理可以列席董事会会议。经董事会决定，董事会成员可以兼任经理。经理的职权主要有：①主持公司的生产经营管理工作，组织实施董事会决议；②组织实施公司年度经营计划和投资方案；③拟订公司内部管理机构设置方案；④拟订公司的基本管理制度；⑤制定公司的具体规章；⑥提请聘任或解聘公司副经理、财务负责人；⑦聘任或解聘除应由董事会聘任或者解聘以外的负责管理人员；⑧公司章程和董事会授予的其他职权。

股东会、董事会、监事会和经理之间的关系　由于公司法人财产制度的确立、资本所有权（股权）、法人财产权与资产经营权的分离，随之产生的是公司实物资产与价值资产的分离，使公司的权力机构股东会与公司的经营决策机构董事会之间形成信任——托管关系；董事会与经理之间形成委托——代理关系。股东会是公司的最高权力机构，决定董事会的人选，但是，在授权董事会经营管理法人财产权后，股东会便不能随意干预董事会的日常经营决策和管理事务。董

事会作为公司的法定代表，是公司的决策经营机构，对股东的资本负有保值增值的责任。经理受聘于董事会，作为公司的代理人执行董事会决议，经营管理企业，对董事会负有企业利润合法的和持续的最大化责任。监事会受股东会的信任和委托，对董事会和经理的绩效和行为依法（包括行政法规和公司章程）进行监督和评判。

建立法人治理结构旨在明确划分股东会、董事会、监事会和经理的责任、权力、利益，使其形成相互之间的激励机制、制衡机制和监督机制，以保证公司制度的有效运行。

gonglü yinshu tiaozheng dianfei

功率因数调整电费 （power factor adjustment electricity charges） 用户实际功率因数与标准值比较产生减收或增收的电费。功率因数调整电费是促使用户合理进行无功就地补偿，稳定供电质量，降低输变电损耗，减少电力系统无功电源投入的措施，也是世界各国电力公司的通用做法。用户用电功率因数低，将从电力系统吸收无功功率，增加系统有功损耗，也使用户端的供电质量下降，相应增加了系统无功电源的投入。按一般规律，在电力系统用电高峰时段用户功率因数低，而在电力系统用电低谷时段，常有用户向电力系统倒送无功功率，使用户端的供电电压升高，同样也影响供电质量。因此，一些国家也有按高峰、低谷时段分别对用户功率因数进行考核。

在中国，功率因数调整电费的方法是按月平均功率因数进行考核，不同用户执行相应的功率因数标准。在基本电费和电量电费之和的基础上，乘以由用户实际功率因数对应的规定调整系数，计算出增或减应收电费的数额。低于规定功率因数标准的，调整系数大于1，反之则小于1。

用户实际功率因数通常取在电费结算期内功率因数的加权平均值。计算公式为

$$\text{加权平均功率因数}=\frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{\text{无功电量}}{\text{有功电量}}\right)^2}}$$

Gongdian Qiye Kekaoxing Pingjia Shishi Banfa

《供电企业可靠性评价实施办法》 （*Measures on Reliability Evaluation for Power Supply Companies*） 中国国家电力监管委员会为了推动用户供电可靠性管理工作的深入开展，不断提高供电企业对用户的供电可靠性水平而制定的办法。《供电企业可靠性评价实施办法》于2010年1月20日公布实施，办法明确了供电企业可靠性评价的评价对象、评价内容及评价方法。

评价对象　2012年10月12日，国家电力监管委员会对该办法进行修订后再次发布，修订后的办法明确评价对象为中国境内地市级及以上城市供电企业，涉及的指标为供电企业所辖范围内10（6、20）kV供电系统全部用户的供电可靠性指标，所辖范围包括市中心、市区、城镇和农村。

评价内容　包括供电可靠性综合性指标、故障停电指标和预安排停电指标三部分。供电可靠性综合性指标涉及用户平均停电时间、用户平均停电次数和总用户数三个指标，故障停电指标涉及故障停电平均持续时间和故障停电平均用户数两个指标，预安排停电指标涉及预安排停电平均持续时间和预安排停电平均用户数两个指标。

评价方法　包括确定入选供电企业、入选供电企业提交企业年度供电可靠性技术报告及相关情况说明、对入选供电企业的可靠性信息进行核查、对入选供电企业的评价情况进行公示和发布评价结果5个步骤。通过评价，每年在全国综合评价产生年度供电可靠性金牌企业（A级）10个，全国6个区域分别综合评价产生年度供电可靠性金牌企业（B级）各3个。

gongdian qiye shengchan zuzhi xingshi

供电企业生产组织形式 （production organization of power supply enterprise） 供电企业对所投入的资源要素、生产过程及产出物的有机、有效结合和运营方式的一种概括。它是对生产与运行管理中的战略决策、系统设计和系统运行管理问题的全面综合。也是供电企业合理配备人员，科学组织生产和管理工作的依据；企业管理的基础；衡量企业劳动力使用的有效性和劳动计量考核的尺度；促进企业盘活劳动力资本存量，提高企业劳动生产率的有效措施。

原则　包括：①有效地组织和发展生产；②科学的专业划分和便于协调；③合理的管理层次和管理幅度；④明确的职责权限；⑤先进合理的人员配备；⑥有效降低成本；⑦有利于提高终端能源效率。

组织形式　一般采取直线职能制（把直线制结构与职能制结构结合起来，以直线为基础，在各级行政负责人之下设置相应的职能部门，分别从事专业管理，作为领导的参谋，实行主管统一指挥与职能部门参谋、指导相结合的组织结构形式）。

直线职能制：①在省级电力公司本部，一般设发展策划部、生产技术部、人力资源部、财务资产部、审计部、物资部、信息通信中心、电力调度中心、运维检修部、基建部、安全监察部、对外联络部、监察部、经济法律部、思想政治工作部、运行监测中心、电力交易中心、工会、机关工作部、经济技术研究中心、电力科学研究院等职能部门。②在市级供电公司，一般设电力调度中心、信息通信分公司、物资供应分公司、检修分公司、输电运检工区、变电运维工区、检修试验工区、配电运检工区、营销部、安全监察质量部、基建部、监察审计部、党群工作部等。

gongdian xitong yonghu gongdian kekaoxing tongji pingjia

供电系统用户供电可靠性统计评价 （reliability statistical evaluation for customer service in power supply system） 对供电系统用户供电的可靠性所达到的水平进行统计、分析和确认的过程。供电系统用户供电可靠性包含配电系统可靠性，同时还要计及电源（即发电侧）和输变电系统对用户供电可靠性的影响，以及高压用户（35kV及以上）的可靠性问题。配电系统处于电网末端，直接和用户相连，在电力系统各个环节中，配电系统对供电可靠性的影响最大，所以供电系统用户供电可靠性评价侧重于研究配电系统及其设备。

统计评价技术标准　供电系统用户供电可靠性统计评价技术标准统一执行DL/T 836—2012《供电系统用户供电可

靠性评价规程》。DL/T 836—2012 规定了用户供电可靠性评价的范围、术语和定义、基本要求、评价指标与计算公式、填报的有关规定、统计报表以及附录 7 项内容。其中，对供电可靠性、用户、用户统计单位、用户容量、用户设施、系统与设备的状态做了定义，对停电性质进行分类，另定义评价指标 28 个（主要指标 5 个，参考指标 23 个，另有非指标的折算公式 2 个），统计表格计有 6 类 15 个，附录 3 个。

统计评价单位　用户供电可靠性评价的统计单位是供电可靠性指标分析和计算的基础。北美、欧洲地区以从供电企业购买电能的“自然用户”作为统计单位。DL/T 836—2012 中的统计单位分为低、中、高压统计单位，以中压用户统计单位为主，即以“中压配电变压器”作为统计单位。

(1) 低压用户统计单位。一个接受供电企业计量收费的低压用电单位，作为一个低压用户统计单位。

(2) 中压用户统计单位。一个接受供电企业计量收费的中压用电单位，作为一个中压用户统计单位。在低压用户供电可靠性统计工作普及之前，以 10（6、20）kV 供电系统中的公用配电变压器作为用户统计单位，即一台公用配电变压器作为一个中压用户统计单位。

(3) 高压用户统计单位。一个用电单位的每一个受电降压变电站，作为一个高压用户统计单位。

统计评价的停电状态　用户不能从供电系统获得所需电能的状态。其中，停电持续时间大于 3min 的停电为持续停电状态，停电持续时间小于等于 3min 的停电为短时停电状态。具体状态划分如图所示。

- 停电（I）
  - 故障停电（FI）
    - 内部故障停电（IF）
    - 外部故障停电（EF）
  - 预安排停电（SI）
    - 计划停电（PI）
      - 检修停电（MI）
      - 施工停电（CI）
      - 用户申请停电（IA）
      - 调电（TP）
    - 临时停电（UI）
      - 临时检修停电（UM）
      - 临时施工停电（UC）
      - 用户临时申请停电（UA）
      - 临时调电（UT）
    - 限电（S）
      - 系统电源不足限电（SS）
      - 供电网限电（DL）

停电状态具体划分

统计评价指标　主要包括供电可靠率、用户平均停电时间、用户平均停电次数、用户平均短时停电次数、系统停电等效小时等。（见供电系统用户供电可靠性指标）

gongdian xitong yonghu gongdian kekaoxing zhibiao

供电系统用户供电可靠性指标　(reliability index of customer service in power supply system)　评价供电企业向用户持续供电能力的尺度。供电系统用户供电可靠性指标既可以用于供电企业历年可靠性的比较，也可用于不同供电企业之间的对比。就用户而言，对供电可靠性的满意程度主要用停电的“时间”和“次数”来衡量。由于供电系统直接面向广大的电力用户，涉及范围广、所遇情况复杂，各国甚至同一个国家的不同地区所采用的可靠性指标都有所不同，即使采用相同的指标，对指标的理解和应用也可能存在差异。世界上许多国家都按各自的国情，定义了数目不同的可靠性指标，其中使用最多且最为典型的是美国电气与电子工程师协会（IEEE）输配电委员会提出的配电系统可靠性指标体系 IEEE Std 1366。这套指标体系已为世界上许多国家参照采用，中国的 DL/T 836—2012《供电系统用户供电可靠性评价规程》中的指标体系也部分参照了该标准。加拿大、英国、日本、中国等也形成了适合本国国情的用户供电可靠性指标体系。

美国供电可靠性指标　30 多个州的公共事业委员会，及其区域内规模较大的电力公司按照 IEEE Std 1366 对供电可靠性指标进行统计，其中应用最广泛的指标包括：①系统平均停电持续时间（system average interruption duration index，SAIDI），配电系统的全部用户在统计期间的平均停电持续时间。②系统平均停电频率（system average interruption frequency index，SAIFI），配电系统的全部用户在统计期间经受的平均停电持续时间。③用户平均停电持续时间（customer average interruption duration index，CAIDI），配电系统中经受停电的用户在统计期间的平均停电持续时间，单位为小时。④用户平均停电频率（customer average interruption frequency index，CAIFI），配电系统中经受停电的用户在统计期间的平均停电次数，单位为次/（停电用户·年）。⑤平均供电可靠率（average service availability index，ASAI），配电系统在统计期间内对用户可靠供电的比率，以百分数形式表示。

加拿大供电可靠性指标　除了采用 IEEE Std 1366 中提到的 SAIDI、SAIFI、CAIDI、CAIFI 以及 ASAI 共 5 个常用指标外，还定义了与失负荷及电量有关的指标，包括平均负荷停电指标、平均系统缺电指标、平均用户缺电指标。

英国供电可靠性指标　两个重要的可靠性指标是用户平均断电分钟数（customer minute lost，CML）和每百户平均断电次数（customer interruption，CI）。CML 和 CI 分别反映停电持续时间和停电频率，这两个指标与 IEEE Std 1366 中的 SAIFI 和 SAIDI 的基本含义是一致的。此外，英国还定义了预安排用户平均停电时间和预安排用户平均停电次数指标，这些都是用户平均停电时间和频率的细化。

日本供电可靠性指标　除了使用与用户停电时间和频率有关的指标外，还研究了评估停电故障时供电转移能力的指标，包括衡量联络强弱程度的联络率指标、衡量故障时分担其他段负荷及切换能力的有效运行率指标、衡量总馈线裕度的适切馈线率指标等。

中国供电可靠性指标　供电可靠性评价指标体系与 IEEE Std 1366 基本保持一致，结合中国具体情况，在指标名称、统计口径及指标分类方法等方面有所不同。中国的供电系统用户供电可靠性统计评价指标按不同电压等级分别计算，并分为主要指标和参考指标两大类。主要指标包括供电可靠率、用户平均停电时间、用户平均停电次数、用户平均短时停电次数、系统停电等效小时 5 个指标。参考指标按类别可划分为停电时间类、平均停电用户数类、平均缺供电量类、停电用户类、供电系统设施类、外部影响类等 23 个指标。

(1) 供电可靠率（reliability on service，RS）。在统计期间内，用户有效供电时间总小时与统计期间小时的比值，用百分数形式表示。用户平均停电时间和供电可靠率可以互相折算，即

$$k_{RS-1}=\left(1-\frac{用户平均停电时间}{统计期间时间}\right)\times100\%$$

供电可靠率可分别以考虑一切影响、不计外部影响、不计电源容量不足限电而分为 k_{RS-1}、k_{RS-2}、k_{RS-3} 三个层次的指标。供电可靠率 k_{RS-1} 是计入所有用户停电后得出的，真实反映了整个电力系统（包括发电、输变电和配电各环节）对用户的供电能力。k_{RS-2} 是扣除外部影响因素后的供电可靠率，主要反映了在仅考虑供电部门自身责任范围内的因素时，供用电部门对用户的供电能力。k_{RS-3} 是扣除限电因素后的供电可靠率，直接反映了中国电网的现状和供电部门的综合管理水平。供电可靠率是供电企业网架结构、设备水平、运行维护、新技术应用等多方面水平的综合体现。供电企业需对城网规划、设计、设备选型、施工、检修、停电管理等各个环节加强可靠性管理，提高供电可靠率。

（2）用户平均停电时间（average interruption hours of customer，AIHC）。用户在统计期间内的平均停电小时。该指标与 IEEE Std 1366 中系统平均停电持续时间的基本含义一致。用户平均停电时间可分别以考虑一切影响、不计外部影响、不计电源容量不足限电而分为三个层次的指标 t_{AIHC-1}、t_{AIHC-2} 和 t_{AIHC-3}，其中

$$t_{AIHC-1}=\frac{\sum 每户每次停电时间}{总用户数}=\frac{\sum(每次停电持续时间\times每次停电用户数)}{总用户数}$$

供电可靠率与用户平均停电时间的对照见表 1。

表 1　供电可靠率与用户平均停电时间对照

供电可靠率	99.99%	99.95%	99.90%	99.85%	99.80%	99.75%	99.70%
用户平均停电时间（h/a）	0.87	4.38	8.76	13.14	17.52	21.90	26.28

注：按照统计期间为 1 年（8760h）计算。

（3）用户平均停电次数（average interruption times of customer，AITC）。用户在统计期间的平均停电次数。该指标与 IEEE Std 1366 中的系统平均停电频率的基本含义一致，反映统计期间内供电系统对用户停电的频率。在供电可靠性评价规程中分别以考虑一切影响、不计外部影响、不计电源容量不足限电而分为三个层次的指标 n_{AITC-1}、n_{AITC-2} 和 n_{AITC-3}，其中

$$n_{AITC-1}=\frac{\sum 每次停电用户数}{总用户数}$$

（4）用户平均短时停电次数（average temporary interruption times of customer，ATITC）。用户在统计期间的平均短时停电次数。该指标与 IEEE Std 1366 中的用户平均停电频率的基本含义一致，反映统计期间内供电系统对用户短时停电的频率

$$n_{ATITC}=\frac{\sum 每次短时停电用户数}{总用户数}$$

（5）系统停电等效小时（system equivalent interruption hours，SIEH）。在统计期间将系统对用户停电的影响折算（等效）成全系统（全部用户）停电的等效小时。该指标与 IEEE Std 1366 中的用户平均停电持续时间的基本含义一致，反映统计期间该区域停电缺供电量的影响，常用于对大用户（如工业用户、商业用户）较多的区域进行评价

$$t_{SIEH}=\frac{\sum(每次停电容量\times每次停电时间)}{系统供电总容量}$$

可靠性指标统计　中国城市配电网 10kV 用户 2007～2012 年供电可靠性水平变化趋势见表 2。全国城市用户供电可靠率 k_{RS-1} 在 2012 年达到 99.949%，用户平均停电时间 t_{AIHC-1} 下降到 4.53h，用户平均停电次数 n_{AITC-1} 下降到 1.10 次。相比较而言，扣除系统电源容量不足限电后的用户平均停电时间 t_{AIHC-3} 及用户平均停电次数 n_{AITC-3}，除 2008 年由于大面积自然灾害的原因升高较大外，一直呈逐年稳步下降的趋势，并逐步趋于平稳。

见供电系统用户可靠性统计评价。

表 2　中国城市配电网 10kV 用户 2007～2012 年供电可靠性水平变化趋势

年份	供电可靠率（%）			用户平均停电时间（h）			用户平均停电次数（次）			被统计的城市数目
	计入外部影响	不计外部影响	不计限电影响	计入外部影响	不计外部影响	不计限电影响	计入外部影响	不计外部影响	不计限电影响	
2007	99.882	99.891	99.884	10.36	9.51	10.20	2.51	2.24	2.47	364
2008	99.863	99.901	99.882	12.07	8.72	10.35	2.72	2.00	2.36	366
2009	99.896	99.902	99.897	9.11	8.59	9.02	2.00	1.79	1.98	389
2010	99.923	99.931	99.925	6.72	6.06	6.57	1.74	1.51	1.69	394
2011	99.920	99.948	99.943	7.01	7.92	7.32	1.22	1.03	1.15	402
2012	99.949	99.952	99.949	4.53	4.19	4.52	1.10	0.99	1.10	405

guding zichan touzi jihua

固定资产投资计划　(investment plan for fixed assets)

在某一计划期内，为满足生产经营活动需要，企业为进行固定资产投资对资金支出的安排。其内容包括建设项目名称、背景意义、建设规模、建设期限、总投资及年度投资、资金来源、建设内容、新增生产能力和效益分析等。

固定资产是在社会再生产过程中，可供较长时间使用，并在使用过程中不改变原有实物形态的劳动资料和其他物质资料。固定资产投资是用于购建新的固定资产或更新改造原

有固定资产等的资金投入。固定资产投资项目包括新建固定资产项目、改建项目、扩建项目、迁建项目等类型。固定资产投资费用包括设备购置、建筑和安装工程费用，工程建设其他费用及建设期贷款利息等。

一般企业固定资产投资包括基本建设投资、更新改造投资和其他固定资产投资。基本建设投资是用于新建、扩建、改建、重建工程项目的资金投入，它在固定资产投资总额中所占的比重最大，是形成固定资产的主要手段；更新改造投资是用于对原有设备更新改造的资金投入；其他固定资产投资是按规定不纳入基本建设计划和更新改造计划管理的固定资产投资。

固定资产投资计划的任务，从宏观看包括投资规模、投资结构，以及审查和批准项目。安排和调控固定资产投资规模，主要是科学地确定基本建设和更新改造项目的总规模，保持适度的电力投资规模，既保证电力工业可持续发展，又使其建立在实际可能的基础上。安排和引导固定资产投资结构，包括科学规划固定资产投资的来源结构、主体结构、产业结构、地区结构、技术构成等。有计划地安排和引导电力固定资产投资结构，是保证国家电力产业结构的实现，调整电力结构，保持电力工业各环节和各方面协调发展，推进电力工业技术进步和产业升级等的最重要手段。审查和批准建设项目，主要是统筹计划新建、扩建、改建和更新改造项目。从微观企业来看，包括固定资产投资项目决策、设计、采购与招标、建设施工、竣工交付运营等各阶段的投资安排。

guding zichan touzi xiangmu jieneng pinggu he shencha zhidu

固定资产投资项目节能评估和审查制度 (energy conservation assessment and examination system for fixed asset investment projects) 由《中华人民共和国节约能源法》确立的，根据节能法规、标准，对固定资产投资项目的能源利用是否科学合理进行分析、评估和审查。包括编制节能评估报告书、节能评估报告表或填写节能登记表和根据节能法规、标准，对项目节能评估文件进行审查并形成审查意见，或对节能登记表进行登记备案等。它是《中华人民共和国节约能源法》规定的一项制度。(见节约能源法)

固定资产投资项目节能评估文件及其审查意见、节能登记表及其登记备案意见，是项目审批、核准或开工建设的前置性条件以及项目设计、施工和竣工验收的重要依据。未按有关规定进行节能审查，或节能审查未获通过的固定资产投资项目，项目审批、核准机关不得审批、核准，建设单位不得开工建设，已经建成的不得投入生产、使用。

guti feiwu kongzhi

固体废物控制 (solid waste control) 依据环境保护法规要求，将生产过程中产生的丧失原有利用价值或者尚未丧失利用价值但被抛弃的固态物质，处理为符合排放、存储标准要求或再利用要求的活动。电力工业中固体废物产生于电力开发建设及生产活动中。火电厂生产过程中产生的粉煤灰和脱硫副产品是最主要的固体废物。

粉煤灰主要包括烟气中分离的飞灰和锅炉底部排出的灰渣，脱硫副产品主要包括脱硫石膏、脱硫灰、硫酸铵废物等，处理方式主要有无害堆存和综合利用两种方式。此外，火电厂固体废物还包括烟气脱硝产生的失效催化剂、袋式除尘器产生的破损布袋等。粉煤灰综合利用和脱硫石膏综合利用已在建材、建筑工程、农业多个领域广泛开展。对暂不能回收利用的固体废物，可根据法规、标准要求采取堆存方式处置。失效催化剂、破损布袋等固体废物含有重金属等物质，需进行无害化处理。

见火电环境保护。

guzhang

故障 (fault) 元件或系统完成规定功能的能力下降或丧失的状态。故障不包括由于预防性维护、外部资源短缺或预先计划导致的工作中断。故障按对性能的影响可分为性能停止型故障和性能下降型故障；按发生的速度可分为突发性故障和渐发性故障；按发生的后果可分为功能性故障与参数性故障；按损伤程度是否可以容忍可分为允许故障和不允许故障；按易见性可分为明显安全性故障、明显使用性故障、明显非使用性故障、隐蔽安全性故障和隐蔽经济性故障。一般来说，异常、缺陷是尚未发生的故障，但已超出了正常状态，大多数不久就会发展成故障。

性能停止型故障　由于元件或系统损坏而造成生产停止、设备停止运转的故障。

性能下降型故障　由于元件或系统内部出现劣化，导致生产速度降低、产品质量下降以及小停修理次数增加的故障。

突发性故障　由于各种不利因素和偶然的外界影响的共同作用超出了元件或系统所能承受的限度而突然发生的故障。这类故障一般无明显征兆，依靠事前检查或监视无法预知，如使用机器不当或超负荷使用而引起零部件损坏，因润滑油中断而使零件产生热变形裂纹，因电压过高、电流过大引起元器件损坏等造成的故障。

渐发性故障　由于各种影响因素的作用使设备的初始参数逐渐劣化、衰减过程逐渐发展而引起的故障。一般与设备零部件的磨损、腐蚀、疲劳及老化有关。这类故障的发生一般有明显的预兆，能通过预先检查或监视提前发现，如能采取一定的预防措施，可以控制或延缓故障的发生。

功能性故障　元件或系统不能继续完成自己规定功能的故障。这类故障往往是由于个别零件损坏造成的。如内燃机不能起动、油泵不能供油等。

参数性故障　元件或系统的工作参数不能保持在允许范围内的故障。这类故障属渐发性的，一般不妨碍元件或系统的运转，但影响产品的加工质量。如机床加工精度达不到规定标准，动力设备出力达不到规定值等。

允许故障　正常使用条件下，随着使用时间的增长，元件或系统的参数逐渐劣化而发生某些损伤但不引起严重后果的故障。如零件的某些正常磨损、腐蚀和老化等。

不允许故障　由于设计时考虑不周，制造装配质量不合格，违反操作规程所造成的故障。如设计强度不够造成的零件的断裂，超负荷使用设备造成的设备损坏等。

明显安全性故障　可能直接危及作业安全的故障。这种故障发生在具有明显功能的部件上。

明显使用性故障　对使用能力或完成作业任务有直接影响的故障。这种故障不是安全性的，发生在具有明显功能的部件上。

明显非使用性故障　对使用能力或完成作业任务没有不利的直接影响的故障。

隐蔽安全性故障　同另一故障（明显功能故障）结合后会危及作业安全的隐蔽功能故障。

隐蔽经济性故障　同另一故障（明显功能故障）结合后不会产生安全性后果，只有经济性影响的故障。

guanli biaozhun

管理标准　(management standard)　对标准化领域中需要协调统一的管理方法、事项和管理技术制定的标准。制定管理标准的目的是为了保证技术标准的实施、建立合理的工作秩序、提高科学的管理方法、创造最佳效率与效益。


DL
中华人民共和国电力行业标准
DL/T 1066—2007
水电站设备检修管理导则
2007-07-20发布　2007-12-01实施
中华人民共和国国家发展和改革委员会　发布

管理标准的自然属性表现在其所做的规定符合社会大生产的客观规律，符合生产力合理布局、生产力诸要素合理组合，以及建立生产过程正常秩序等方面，包括生产（管理）程序标准、产品质量管理标准、质量检验抽样标准等。管理标准的社会属性表现在其所做规定应符合国家的基本制度和政策，符合人民群众的根本利益，有利于保障劳动者的健康与安全，有利于调动员工的劳动积极性等方面，包括安全与卫生标准、环境保护标准、劳动定额标准等。

管理标准主要包括技术管理标准、生产安全管理标准、质量管理标准、设备能源管理标准和劳动组织管理标准等。

在中国电力标准中，为保证电力安全稳定生产运行制定的相应管理规则为管理标准，DL/T 1144—2012《火电工程项目质量管理规程》、DL/T 1066—2007《水电站设备检修管理导则》等均为管理标准。电力企业在生产经营中，结合企业生产特点和管理要求，对本企业各项管理工作制定的规范性文件也视作管理标准。

Guangdong Sheng dianli gongye

广东省电力工业　(electric power industry in Guangdong Province)　广东省地处中国大陆最南部。东邻福建，北接江西、湖南，西连广西壮族自治区，南临南海，珠江口东西两侧分别与香港、澳门特别行政区接壤，西南部雷州半岛隔琼州海峡与海南省相望。面积为 17.98 万 km^2，2012 年常住人口 10594 万人。

广东省电力工业始于 1888 年。该年，两广总督张之洞（1837—1909）从国外购进发电机发电，供广州总督府电灯照明用电。1890 年，华侨商人黄秉常等开办广州电灯公司，安装美国产 100hp（74.6kW）柴油发电机 2 台，供商店和公共场所照明。其后汕头、中山、佛山、顺德、江门、肇庆、潮州等地陆续建设柴油机、蒸汽机、汽轮机发电的小型电厂，有的用碾米机在晚间发电供照明用电。至 1949 年底，广东省发电设备容量 5.1 万 kW，年发电量 1.33 亿 kW·h。最大单机容量为 1.5 万 kW。广东省仅广州市有 13.2kV 输电线路 24.6km。广东省售电量中，农业占 0.02%，工业占 24.66%，市政生活及其他用电占 75.32%。

广东省一次能源主要有水能、煤炭、油页岩、石油和天然气。水能资源理论蕴藏量 1137.2 万 kW，技术可开发量 859.45 万 kW，大部分为可装中小型水力发电机组的水能资源，主要分布在北江（韶关、清远）、东江（河源）、西江（肇庆）、韩江（梅州）等水系。1949 年广东省只有一座小水电站。煤炭资源探明储量近 9 亿 t，大部分是无烟煤和褐煤，只有小量烟煤，主要分布于粤北地区的曲江、仁化、乐昌、连县、阳山东部的兴宁、梅县等地。油页岩资源丰富，保有储量为 51 亿 t，居中国第二位，分布在茂名、高州和电白一带。南海北部的浅海中，珠江口盆地和北部湾有石油和天然气。

电源建设　20 世纪 90 年代起，广东省电源建设全面实行多家办电、多渠道集资的政策，全省电源建设规模年平均达到 616.4 万 kW，建成投产装机容量年平均 295.2 万 kW。广东省电源建设逐渐多元化，核电、风电从无到有，在新能源利用上有较大突破。兴建投产了大亚湾核电厂和广州抽水蓄能电站，建成沙角煤电基地和南澳风电场，燃气轮机发展居中国之首，小火电、柴油机组逐步关停和退役，小水电进行更新改造，全省电源结构日趋合理。

"八五"期间（1991～1995），广东省新建各类发电装机容量 1475.91 万 kW，年平均分别增长 22.37%；"九五"期间（1996～2000），由于国家对经济实行宏观调控，经济增速放缓，电力供应实现阶段性缓和，新建各类发电装机容量 1059.2 万 kW，年平均分别增长 7.02%。至 1999 年底，广东省发电装机容量 3033.37 万 kW，其中水电站、抽水蓄能电站装机容量分别占 21.6% 和 6.92%，火电装机容量占 72.32%，核电装机容量占 5.9%。最大的火电厂为沙角发电总厂，装机容量 318 万 kW。1999 年，全省年发电量 1140.04 亿 kW·h，其中水电 110.57 亿 kW·h，火电 887.37 亿 kW·h。

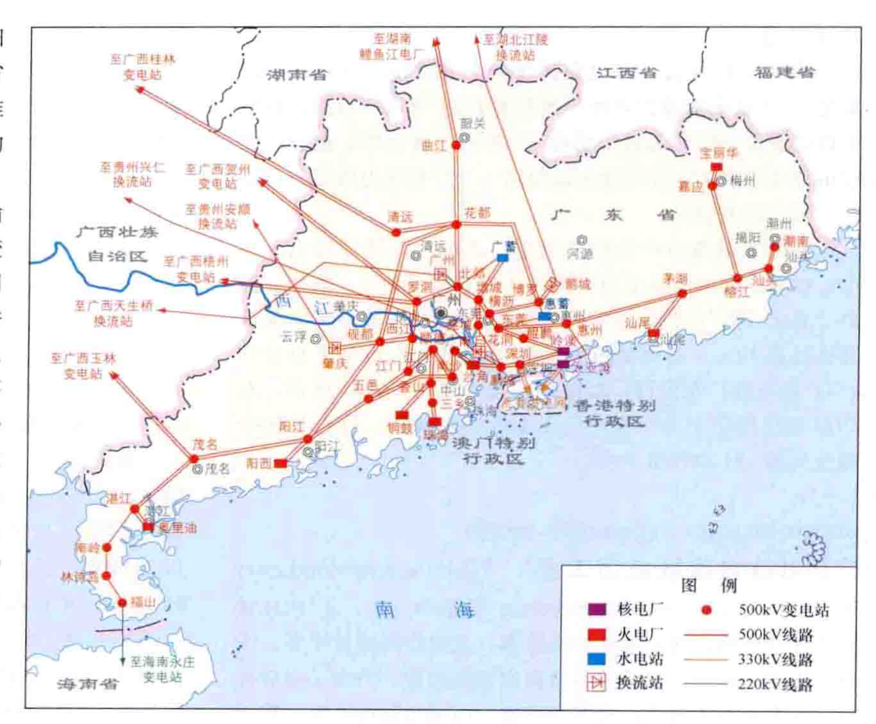
2001 年开始，广东省实施"厂网分开"，2002 年投产装机容量 253.45 万 kW。至 2002 年，共建成各类发电装机容量 3587.99 万 kW，其中火电装机 2523.78 万 kW（燃煤汽轮发电机组 1559.3 万 kW，燃油汽轮发电机组 189.5 万 kW，柴油发电机组 498.72 万 kW，燃气轮机发电机组 275.17 万 kW），水电装机容量 777.53 万 kW（抽水蓄能机组装机容量 240 万 kW），核电装机容量 279 万 kW，风电装机容量 7.68 万 kW；发电量 1610.08 亿 kW·h。2002 年，广东省超过 100 万 kW 的发电厂 10 座，有沙角 C 电厂、大亚湾核电厂、广州抽水蓄能电站、珠江电厂、沙角 A 电厂、黄埔发电厂、珠江发电厂、妈湾发电厂、湛江发电厂、岭澳核电厂。

至 2012 年底，广东省发电装机容量 7810 万 kW，其中，火电 5752 万 kW，占省内统调装机容量的 73.65%；水电 1306 万 kW，占 16.72%；核电 612 万 kW，占 7.83%；风电 139 万 kW，占 1.78%。全年广东省发电量累计 3644.03 亿 kW·h，其中水电 298 亿 kW·h，火电 2848 亿 kW·h，核电

474 亿 kW·h，风电 24 亿 kW·h，太阳能发电 0.03 亿 kW·h。2012 年，广东省发电标准煤耗 299g/（kW·h）；供电标准煤耗 317g/（kW·h），低于全国的平均 325g/（kW·h）。

电网建设　1990 年，广东省 500kV 输电线路总长 2536km，变电站 11 座，主变压器容量 1850 万 kV·A，并有 4 回 400kV、4 回 500kV 交直流输电线路与香港、广西、云南、贵州联网；220kV 输电线路 8628km，变电站 128 座，主变压器容量 4143 万 kV·A；110kV 输电线路 1657km，电缆 499km，变电站 127 座，主变压器容量 990.45 万 kV·A。

2012 年，广东省 110kV 及以上输变电工程线路 56 275km，主变压器容量 24 450 万 kV·A，其中 500kV 工程 16 项，线路 8057km，主变压器容量 8785 万 kV·A。2013 年广东电网主接线图如图所示。



广东电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1990 年，广东省全社会用电量 359.0 亿 kW·h，人均用电量 573.73kW·h。随着大量家用电器进入家庭，特别是 1993 年以后，加大城乡配电网改造力度，售电量迅速增加。2002 年全社会用电量 1687.83 亿 kW·h，人均用电量 2206.5kW·h。

广东省 2007 年全社会用电量为 2238.87 万 kW·h，工业用电占 80%，商业、住宿餐饮占 6%，金融、房地产、商务及居民服务业 5%，公共事业及管理组织 4%，农、林、牧、渔业占 2%，信息传输、计算机软件业占 1%，建筑业占 1%，交通运输、仓储、邮电业占 1%。其中，工业用电中制造业占 74%，制造业占 25%，电力、燃气及水的生产及供应业占 1%。2009 年广东省全社会用电量 3609.64 亿 kW·h，第一、第二产业用电量减少，第三产业持续增长；城乡居民生活用电量 517.25 亿 kW·h。2012 年广东省全社会用电量达 4619.42 亿 kW·h。其中第一产业用电量达 79.34 亿 kW·h，第二产业用电量达 3101.2 亿 kW·h，第三产业用电量达 749.06 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 689.82 亿 kW·h。

电力体制　1952 年 10 月，广州电业局成立；1958 年 2 月，广州电业局改组为广东省电业局，直属电力工业部领导。1960 年 7 月，广东省电业局改名为广东省电业管理局；并成立广州电业局，负责管理广州电网的生产建设。1961 年 2 月，广东省电业管理局与广东省水利电力厅合并，仍称广东省水利电力厅。1964 年 10 月，广东电业管理局成立，隶属水利电力部，实行水电部与广东省人委的双重领导，以水利电力部为主。1978 年 5 月，广东省电力工业局成立。1983 年 5 月，广东省电力工业局更名为广东省电力工业总公司。1984 年 3 月，恢复广东省电力工业局机构名称，与广东省电力工业总公司一套机构、两块牌子，既是电力工业的经济实体，又负责对全省电力工业实施行政管理工作。1992 年成立广东省电力集团公司，同时挂广东省电力工业局的牌子，是广东省人民政府的电力主管部门。1994 年，公司在广东省工商行政管理局重新登记注册，为省属国有独资公司。广东省电力工业局于 2000 年撤销。2001 年 6 月，广东省率先实施电力体制厂网分开改革。2001 年 8 月 8 日，广东省广电集团有限公司正式挂牌成立，承继了原广东省电力集团公司的电网、电建资产、供电等相关业务，公司业务范围包括电网投资、运行维护、电力营销、统一调度全省电网，以及电力设计、施工、修造等。同日，广东省粤电集团有限公司挂牌成立，承继原广东省电力集团公司的发电业务。2002 年电力体制改革，中国南方电网有限责任公司（简称南方电网公司）成立，广东省广电集团有限公司成为南方电网公司的全资子公司，并于 2005 年 3 月 31 日更名为广东电网公司。2012 年 1 月 1 日，广东电网公司下辖的广州供电局、深圳供电局正式分立由南方电网公司直管。

Guangdong Sheng Yuedian Jituan Youxian Gongsi

广东省粤电集团有限公司　（Guangdong Yudean Group Co.，Ltd.）　简称粤电集团。前身为广东省粤电资产经营有限公司，成立于 2001 年 8 月 8 日，于 2003 年 5 月 28 日更名为广东省粤电集团有限公司；注册资本金 215 亿元，由广东省政府和中国华能集团公司分别持有 76% 和 24% 的股权。经营范围为电力投资、建设、经营管理，电力（热力）的生产经营和销售；交通运输、资源、环保、新能源等电力相关产业、产品的投资、建设和生产经营，电力燃料的投资建设和管理；项目投资；电力行业相关的技术服务、投资策划及其管理咨询，信息服务。粤电集团实行三会一层（股东会、董事会、监事会、经营层）分立、权责明确的内部管理体制；实行以股权纽带为基础的集团化管控模式。总部下设



粤电集团标志

10个部门。

截至2012年底，粤电集团资产总额1295.75亿元，所属电厂31家全资及控股电厂装机容量达2674万kW，其中装机容量百万千瓦级以上的电厂13家；有全资、控股、参股单位130余家，并控股上市公司——广东电力发展股份有限公司（粤电力）。

粤电集团核心产业涉及火电、水电、天然气发电、风电、核电、太阳能发电等，多元化产业涉及煤矿、航运、港口、液化天然气接收站、装备制造业、金融业等；清洁能源装机比重19%，省内装机容量和年发电量均占全省总量约1/3，是支撑广东电网、保障广东电力供应的骨干电源。在2012年中国企业500强和广东企业500强中，粤电集团分别位列第194位和第20位。

Guangxi Zhuangzu Zizhiqu dianli gongye

广西壮族自治区电力工业 (electric power industry in Guangxi Zhuang Autonomous Region) 广西壮族自治区（简称广西）地处中国南部，北回归线横贯中部。东连广东省，南临北部湾并与海南省隔海相望，西与云南省毗邻，东北接湖南省，西北靠贵州省，西南与越南接壤。广西水能资源丰富，开发条件优越，其中经济可开发量为1857.5万kW，居中国第六位（依据2000年中国水资源普查结果）。广西的煤炭资源比较贫乏，且煤质差，火电开发受到制约，其他如石油、天然气、太阳能、潮汐、风能、地热等发电资源亦缺乏。广西土地总面积23.76万km^2，2012年常住人口4682万人。

广西电力工业始于1909年。该年，由保兴商行与英国商人合办的保兴电灯公司在北海成立，该公司承用原英国教会普仁医院1台10kW发电机组，仅供照明。到1936年，广西有电厂13座，装机容量5594kW。至1949年底，广西有小型电厂32座（其中水电站2座），总装机容量10179.5kW，年发电量2702万kW·h，人均用电约1.5kW·h，最大的电厂是两湾发电厂，装机容量5200kW；最大的发电机是柳州发电厂2000kW汽轮发电机组。各电厂均形成单独的配电网，配电线路最高电压为6kV。

1955年，广西第一条35kV输电线路（西湾—望高）投产；1956年，广西第一座35kV变电站（西湾望高变电站）投产。到1957年底，广西发电装机容量增长到3.58万kW。

电源建设　1958年，广西以兴建总装机容量23.44万kW的西津水电站为标志开始了大规模的水、火电投资建设。1980年，装机容量23.44万kW的西津水电站全部建成投产；完成了龙江河梯级开发，并在融江、桂江、贺江和澄碧河上建成一批中小型水电站。

1983～1985年，红水河梯级第一座大型水电站（大化水电站4×10万kW）投产。至1985年，广西水电总装机容量169.45万kW；火电总机容量为77.85万kW。

1989～1990年，广西先后扩建、新建地处广西水路和铁路交通沿线的桂北兴安、藤县中胜和南宁、柳州燃气轮机等中、小型火电厂。1991～1993年，由国家和广东、广西和贵州以跨省合作形式投资建设的天生桥一级水电站和全国第一座以股份制筹资形式兴建的百龙滩水电站分别投入建设。1986～2002年，红水河上的天生桥一级水电站（120万kW）、岩滩水电站（121万kW）、天生桥二级水电站（132万kW）和百龙滩水电站（19.2万kW）相继建成投产；乐滩（恶滩）水电站（扩建60万kW）、平班水电站（40.5万kW）、龙滩水电站（630万kW）加快建设。

1986～2002年，广西共建成装机容量25万kW及以上火电厂8座，火电装机容量由1986年的91.68万kW，增至2002年的315.62万kW，增长244.26%，年均增长8.58%，增强了广西电网的供电能力和调节能力。

至2012年底，广西发电装机容量3037万kW，其中水电1536万kW、火电1491万kW。2012年，发电量1172亿kW·h，其中水力发电524亿kW·h、火力发电647亿kW·h，风力发电0.8亿kW·h。

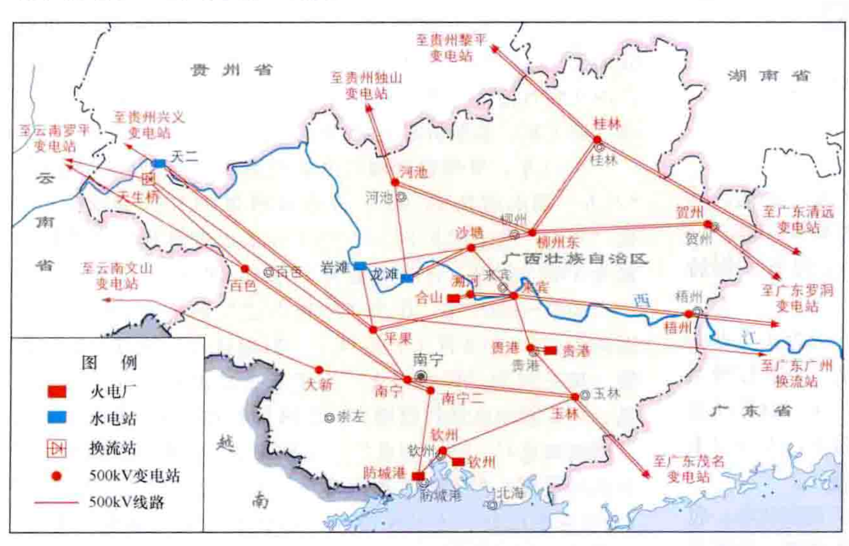
电网建设　1960年，广西第一座110kV变电站（河池变电站）投产，第一条110kV输电线路（金城江—大厂）投产。到20世纪60年代中期，大部分地区、市初步形成了以110kV，35kV为主的小电网。西津—南宁220kV输电线路于1964年投入运行。至2002年，广西共完成建设与改造110kV变电站52座，容量134.48万kV·A，线路1138.86km；35kV变电站697座，线路7780.31km；10kV线路5.42万km；低压线路15.2万km；更换高能耗配电变压器1.83万台，容量83.54万kV·A；新增配电变压器3.7万台，累计改造配电台区5.9万个。经过农村电网建设与改造，县级110kV和35kV的输电网架布置合理，结构完善，10kV及以下的电网得到进一步改善。农村用电量年平均增长12%以上，用户端电压的合格率从改造前的75%提高到90%以上，供电可靠率从改造前的76%提高到96%以上，农网高压综合线损率降到10%以下，低压线损率降到12%以下，综合线损率控制在15%以内。县级供电企业供电区域内农村用户平均电价由网改前的0.85元/（kW·h）下降到平均0.546元/（kW·h），约3600万人受益。

2005年底，广西电网35kV及以上线路1.55万km，其中：500kV线路644.42km（境内500.3km，含“西电东送”通道），220kV线路5988km；35kV及以上变电站319座，变电容量2170万kV·A，其中：500kV变电站3座，变电容量350万kV·A（境内9座、750万kV·A，含“西电东送”通道），220kV变电站51座，容量921.3万kV·A。广西境内500kV系统形成了“日”字形双环网结构，各供电网区基本形成220kV环网供电。“十一五”期间，广西电网公司投资46.2亿元改造农网，2008年11月完成供电区域内“户户通电”工程，解决10.7万户无电户的用电问题，提前两年实现供电区域内“户户通电”目标。

2012年，广西电网有35kV输电线路2.79万km，35kV变电站1716座，容量1551万kV·A；110kV输电线路1.68万km，110kV变电站504座，容量3408万kV·A；220kV输电线路1.28万km，220kV变电站140座，容量2834万kV·A；500kV输电线路1302km，500kV变电站7座，容量925万kV·A。2013年广西电网主接线图如图所示。

用电状况　2010年，广西全社会用电量993.24亿kW·h。2012年，广西全社会用电量1153.85亿kW·h，其中第一产业用电量达22.49亿kW·h，第二产业用电量达844.62亿kW·h，第三产业用电量达103.31亿kW·h，城乡居民生活用电量达183.43亿kW·h。

电力体制　1956年，广西电力公司成立，1957年改为广西工业厅电业处。1958年6月，广西壮族自治区水利电力厅成立。1980年7月12日，广西壮族自治区人民政府决定将广西壮族自治区水利电力局分为水利局、电力工业局。1984年1月1日起，广西电力工业局上划国家水利电力部，实行水电部、广西壮族自治区双重领导，以水电部领导为主的体制。广西电力工业局上划后既是水利电力部的直属单位，又是自治区人民政府的管电职能部门。1998年，广西电力工业局注册登记更名为广西电力有限公司，作为国家电力公司的全资子公司。1998年5月26日，广西电力有限公司正式挂牌成立。2003年1月，广西电力有限公司划归中国南方电网有限责任公司。2004年10月8日，广西电力有限公司更名为广西电网公司，具有独立的企业法人资格，是中国南方电网公司的全资子公司，实行独立核算、自主经营、自负盈亏，负责经营国家在广西的国有电网资产，广西电网的统一规划、建设、管理，以及对广西的发电、输电、配电实施统一调度。



广西电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

2012年，广西电网公司统调发受电量1026.51亿kW·h，同比增长5.27%。其中：区内统调火电发电量521.95亿kW·h，统调水电发电量287.40亿kW·h，风电0.765亿kW·h，购区外电量182.5亿kW·h。

guicheng

规程　(code)　以设备、结构或产品的设计、制造、安装、维修等规定的操作或方法为主要内容的标准。它是标准的一种表现形式。规程通常更加注重的是对工作程序的控制，即“规则+流程”。



在中国电力相关标准中，通常将设计、运行等带有操作要求的标准称为规程。GB 26859—2011《电力安全工作规程　电力线路部分》、DL/T 869—2012《火力发电厂焊接技术规程》、NB/T 25006—2011《核电厂汽轮机叶片焊接修复技术规程》等都是针对运行操作要求的规程。

guifan

规范　(specification)　以规定产品、过程或服务应满足的技术要求为主要内容的标准。它是标准的一种表现形式。包含产品、过程或服务的要求型条款及相应的试验方法。

在中国电力相关标准中，通常将工程设计、施工、产品性能要求类的标准称为规范，应用最为广泛的有GB 50660—2011《大中型火力发电厂设计规范》、DL/T 5173—2012《水电水利工程施工测量规范》等。

guihua jihua guanli xinxi xitong

规划计划管理信息系统　(planning management information system)　对企业规划和企业计划相关数据进行存储、查询、统计、分析和处理的计算机应用系统。该系统可提高企业的资源配置效率和运作效率，促使企业的经营活动与其规划计划目标相一致。

功能模块　主要包括规划管理、计划管理、法律法规管理和统计管理等功能模块。

规划管理　主要包括规划制订依据、规划制订、规划批复情况、电力需求预测、人力资源规划、电源与电网规划、财务资产规划以及市场营销规划等功能。

计划管理　主要包括年度计划上报建议、年度计划制订、年度计划投资情况等功能。

法律法规管理　主要包括法律法规相关条目的上传、更新、删除、查询等功能。

统计管理　主要包括对企业销售利润率、总资产报酬率、资本收益率、资本保值增值率、资产负债率、流动比率、应收账款周转率、存货周转率、社会贡献率、社会积累率等重要指标的统计计算功能，并可以生成相应的Excel电子报表以便输出。

作用和目的　其作用是按照企业的规划计划目标对整个企业的经营活动进行集中协调管理，对经营过程进行监督、跟踪和诊断，对有限的资源进行优化配置，减少资源的交叉浪费，为企业的管理人员提供业绩评价和奖励的依据。其目的是保证企业的经营发展方向和企业的规划计划方向一致，使企业各部门之间按照统一的规划目标相互协调和相互平衡，使企业各部门之间的经营活动成为一个有机整体。

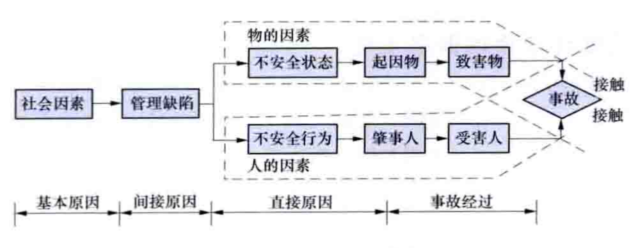
发展过程　大致可分为三个阶段：①利用个人计算机和办公软件套件对企业规划和计划的相关数据进行统计和实现相关纸质文档电子化；②编写单机程序，实现企业规划和企业计划相关数据的管理信息系统，实现企业规划计划信息管理的程序化管理；③运用网络技术对企业规划计划进行信息集成化管理，实现企业规划计划信息和企业的生产、运营、销售等环节信息系统的数据流、资金流、物质流的集成，实

现企业内部各部门、集团内各企业以及其余相关企业的规划计划管理信息系统的集成。

见业务应用管理信息系统、业务综合管理信息系统。

guiji jiaocha lilun

轨迹交叉理论 (trace intersecting theory) 事故的发生是由于物的不安全状态与人的不安全行为这两个事件链的轨迹交叉导致的系统性结论。该理论是事故致因理论之一。该理论认为，在事故发展的进程中，人的因素运动轨迹与物的因素运动轨迹的交叉点就是事故发生的时间和空间，即如果人的不安全行为和物的不安全状态发生于同一时间、同一空间，或者说人的不安全行为和物的不安全状态相通，则将在此时间、此空间发生事故，如图所示。



轨迹交叉理论示意图

基本原因主要是社会因素，主要包括经济、文化、教育、习惯、社会历史、法律；间接原因主要是管理缺陷，包括管理失误、管理责任；直接原因包括人的因素、物的因素。

人的不安全行为基于生理、心理、环境、行为几个方面而产生，包括：①先天生理缺陷；②社会环境、企业管理上的缺陷；③后天的心理缺陷；④视、听、嗅、味、触等感官能量分配上的差异；⑤行为失误。在生产过程中，人的因素运动轨迹按①→②→③→④→⑤的方向顺序进行。

物的因素在生产过程各阶段都可能产生不安全状态，包括：①设计上的缺陷，如用材不当、强度计算错误、结构完整性差等；②制造、工艺流程上的缺陷；③维修保养上的缺陷，降低了可靠性；④使用上的缺陷；⑤作业场所环境上的缺陷。在生产过程中，物的因素运动轨迹按①→②→③→④→⑤的方向进行。

轨迹交叉理论强调砍断物的事件链，提倡采用可靠性高、结构完整性强的系统和设备，大力推广保险系统、防护系统和信号及高度自动化和遥控装置，即使有人为失误，也可完全避免事故的发生。该理论认为管理工作的重点应放在控制物的不安全状态上，后来的实践证明，消除生产作业中物的不安全状态，可以大幅度减少伤亡事故的发生。该理论的不足之处在于，人、物两轨迹过于绝对化、简单化，有一定的局限性。

见事故致因理论。

Guizhou Sheng dianli gongye

贵州省电力工业 (electric power industry in Guizhou Province) 贵州省位于中国西南部，东毗湖南省，南邻广西壮族自治区，西连云南省，北接四川省和重庆市，辖6个地级市、3个自治州，面积17.6万km²，其中民族自治地区占全省总面积的55.5%，2012年常住人口3484万人。

贵州省能源资源储量大，煤炭资源与水能资源优势并存。水力可开发蕴藏量为1948.79万kW，居中国第六位。贵州省素以“西南煤海”著称，煤炭已探明可开发的保有资源量达587亿t，居中国第五位。贵州省的水能和煤炭资源为电力工业开发提供了可靠基础，而且水电与火电之间可以相互调剂，构成了独特优势。

贵州省电力工业始于1927年。该年，贵州商办电灯股份有限公司从上海购入两台75kW直流发电机，于中秋节开始发电。1949年贵州省发电装机容量为3030kW。1990年，贵州省发电装机容量达280.218万kW，是1949年的928倍，发电量增至103.86亿kW·h。

电源建设　1991～1995年，遵义发电厂（2×12.5万kW）改扩建，由国家能源投资公司、贵州省、遵义地区和遵义市分别按30%、57.5%、12.5%集资，于1991年10月和1992年7月先后投产。盘县发电厂装机容量3×20万kW，总投资16.66亿元，由国家能源投资公司、贵州省、广西壮族自治区分别按20%、30%、50%投资，两台机组分别于1993年12月和1994年10月建成投产。由广东省、广西壮族自治区、贵州省共同投资的天生桥水电站一级和二级二期工程，总装机容量达164万kW。

2000年，贵州省新增发电装机容量196.81万kW，比“八五”期末增长45.9%；发电量增加114.82亿kW·h，比“八五”期末增长57%。2011年底，贵州省发电装机容量为3319万kW，年发电量为1174亿kW·h。

2001～2005年，作为“西电东送”的重点，贵州、广东两省2000年8月1日签订了“黔电送粤”协议。启动的第一批工程为“四水四火”即洪家渡水电站、引子渡水电站、乌江渡水电站扩建增容、索风营水电站等4大水电工程及黔北发电厂、纳雍发电厂、安顺发电厂二期、贵阳发电厂烟尘治理等4大火电工程的建设。第二批项目“三水六火”（构皮滩水电站、光照水电站、思林水电站、纳雍二电厂、鸭溪发电厂、盘南发电厂、黔西发电厂、大方发电厂、发耳发电厂）也相继进入施工准备或开工。与电源点建设配套的“西电东送”电网工程同时动工。

至2012年底，贵州省发电装机容量达4010万kW，其中水电装机容量达1728万kW，火电装机容量达2186万kW，风电装机容量达96万kW。全年发电量达1610.9亿kW·h，其中水电发电量560亿kW·h，火电发电量1046亿kW·h，风电发电量4.9亿kW·h。

电网建设　贵州电网500kV网架由“三角环网”向“日字形环网”过渡，并开始建设向广东送电的500kV“两交一直”输电工程。西电东送的实施使贵州电力得到飞速发展。2004年9月，贵州省统调装机容量突破1000万kW。2005年底，贵州电网统调装机容量达1320万kW，5年翻了一番多。贵州省送广东省的电力电量从2002年的100万kW、31.76亿kW·h，增加到2005年的380万kW、140亿kW·h，送广东电量5年累计达355亿kW·h。

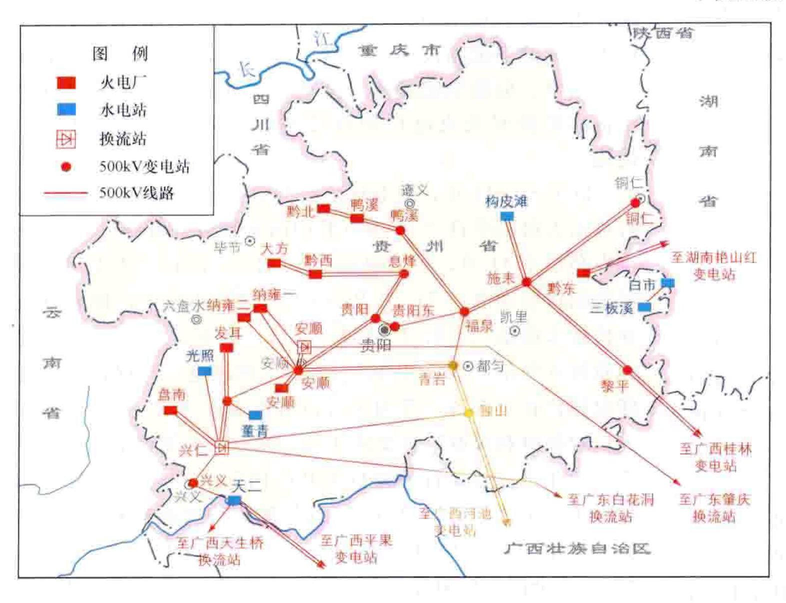
贵州省在2007年完成全省“村村通电”后，2009年又实现全省“户户通电”。

“十一五”期间（2006～2010年），贵州电网公司累计完成投资401.9亿元，是“十五”（2001～2005年）的2.5

倍。建成“五交两直”西电东送大通道，西电东送能力由“十五”末的400万kW增加至800万kW。220kV及以上电网县城覆盖率从“十五”末的36%提升到58%。城市用户年平均停电时间从28.33h下降到15.49h。售电量从2005年的557亿kW·h增长至2010年的1091亿kW·h，年均增长率14.39%。黔电送粤累计送电1587亿kW·h，是“十五”期间的4.7倍。以电力为主的能源工业实现增加值占全省规模以上工业增加值的35%，电力工业成为贵州省最大的支柱产业。

2012年底，贵州电网拥有500kV变电站13座，容量1700万kV·A，线路3076km；220kV变电站94座，容量2797万kV·A，线路8756km；110kV变电站504座，容量3332万kV·A，线路13052km；35kV变电容量961万kV·A，线路15420km。2013年贵州电网主接线图如图所示。

用电状况　2011年，贵州省全社会用电量944.13亿kW·h。工业用电占据较大比重。2012年，贵州省全社会用电量达1046.73亿kW·h，同比增长10.87%。其中第一产业用电量达3.95亿kW·h，第二产业用电量达796.29亿kW·h，第三产业用电量达76.51亿kW·h，城乡居民生活用电量达169.98亿kW·h。



贵州电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

电力体制　1958年3月26日，贵州省电业局成立，直属水利电力部领导，统一领导贵州的电力企业。1958年6月，贵州省电业局与贵州省水利局合并成立贵州省水利电力厅，厅下设电业局。1965年1月23日，国务院批准撤销贵州省水利电力厅，分别设立水利电力部直属的贵州电业管理局和贵州省水利厅。1977年，贵州省电力工业局成立，统一管理贵州省的电网建设。1994年1月贵州省电力公司成立，与贵州省电力工业局实行一套机构、两块牌子合署办公。2001年初，贵州省电力工业局撤销。2002年12月，贵州省电力公司划归中国南方电网有限责任公司，2004年8月更名为贵州电网公司。2012年，贵州电网公司完成售电量1219.55亿kW·h，同比增长11.91%，其中省内售电量869.69亿kW·h，同比增长6.35%。

1992年10月，贵州乌江水电开发公司由能源部、贵州省和国家能源投资公司合作组建成立，拥有贵州省内乌江干流水电开发经营权，合资各方按投入资金比例分享产权、分电分利，共负盈亏。1999年3月，贵州省与国家电力公司达成协议，合作开发的利润分配全部投入进行滚动开发。并明确了乌江公司产权，国家电力公司占51%，贵州省占49%。1999年7月，国家电力公司和贵州省人民政府将贵州乌江水电开发公司改制为贵州乌江水电开发有限责任公司。2011年1月，贵州乌江水电开发有限责任公司与中国华电集团公司贵州公司实现资产整合。截至2012年，已建成投产的发电装机容量达1136.5万kW，其中水电装机容量866.5万kW，火电装机容量270万kW。

Guodian Dianli Fazhan Gufen Youxian Gongsi

国电电力发展股份有限公司　（GD Power Development Co.，Ltd.）　简称国电电力。中国国电集团公司控股的全国性上市发电公司（股票代码：600795）。总资产为2076.15亿元，拥有直属及控股企业57家，参股企业18家，筹建处7家，所属企业分布在23个省、区、市；形成了突出发电业务，煤炭、煤化工、多晶硅、铁路、金融等相关产业多元发展的模式。截至2012年底，控股装机容量3437.84万kW，其中新能源和清洁可再生能源发电装机容量达到943.64万kW，占总装机容量的27.45%。控制煤炭资源储量约50亿t，在建煤矿产能达2200万t，在建多晶硅项目产能达3000t。员工总数18100人。

国电电力的前身是1992年成立的大连东北热电发展股份有限公司，1997年3月18日在上海证券交易所挂牌上市。1999年底，国家电力公司对大连东北热电发展股份有限公司进行重组改制，成立国电电力发展股份有限公司。2002年底进入中国国电集团公司。截至2012年12月，国电电力股本总额为172.3亿股，其中，中国国电集团公司持股52.12%，社会公众股东持股47.88%。国电电力股票在二级市场表现良好，连续多年被评为最具发展潜力上市公司，先后入选上证180指数、中信标普50指数和沪深300指数，保持着A股市场的绩优蓝筹股地位。先后荣获2007年度中国上市公司百强、2009年度第八届中国公司治理论坛上市公司信息披露奖。

国电电力重点突出高参数大容量机组和煤电基地的建设，加快火电资产结构升级，促进发电产业向高能效、低能耗和低碳排放的模式转型；抓住新能源发展机遇，坚持“以新能源引领转型，实现绿色发展”，大力开发风电、水电、太阳能、核电等清洁能源。推进大渡河流域和新疆公司的水电开发，保障水电的持续开发利用；坚持陆上、海上同步推进，不断提升国电电力风电发展的质量、规模和水平。

国电电力大同发电公司2×60万kW直接空冷机组工程（见图）是国家“西电东送”北部通道的重要项目和国家、省重点工程，也是国内60万kW发电机组首次采用直接空冷技术、首次全部利用城市中水作为生产用水、首台100%

烟气脱硫的示范工程，获得 2006 年度中国电力科学技术奖一等奖。2009 年，国电电力大连庄河发电公司成功应用了国产首套 60 万 kW 分散控制系统（DCS）。



大同发电公司 2×60 万 kW 直接空冷机组
（国电电力　提供）

国电电力以国电英力特能源化工集团为平台，促进煤炭清洁利用和盐化工产业发展，根据资源条件在新疆、内蒙古、宁夏等西部地区开发煤制天然气项目。

Guodian Huanjing Baohu Yanjiuyuan

国电环境保护研究院　（State Power Enviromental Protection Research Institute）　见国电科学技术研究院。

Guodian Kexue Jishu Yanjiuyuan

国电科学技术研究院　（Guodian Science and Technology Research Institute）　中国国电集团公司直属的从事电力科学技术研究的综合性科研机构。其前身是国电环境保护研究院，始建于 1980 年，原为电力工业部火电厂大气环境测试研究中心，1984 年更名为电力环境保护研究所；2002 年划归中国国电集团公司，更名为国电环境保护研究院。2008 年，中国国电集团公司决定在国电环境保护研究院的基础上合并中国国电集团公司安全生产技术服务中心，成立国电科学技术研究院，保留国电环境保护研究院牌子，实行“一套机构、两块牌子”的管理模式。本部位于江苏省南京市。总资产约 10 亿元，年销售收入约 5 亿元。

国电科学技术研究院下设 6 个管理部门、13 个专业所（中心）、1 个分院、2 家全资子公司、3 家控股公司、2 家参股公司。中国电力行业环境保护标准化委员会、中国电机工程学会电力环境保护专委会挂靠该院。公开发行刊物有《电力科技与环保》（原为《电力环境保护》）。

国电科学技术研究院主要从事电力行业的环境保护研究、环境评价，火电能耗诊断与节能技术的研究，电力建设生产过程有关的试验研究、技术监督、技术服务，新技术、新产品研发及推广应用；技术培训等业务。在南京浦口高新区建有产业化基地，核心企业为南京国电环保科技公司，主要产品为电除尘器高频电源；在南京仙林大学城建有“国家能源火力发电节能减排与污染控制研发（实验）中心”。国电科学技术研究院设置了涵盖发电专业技术领域的基本完整的专业体系，设有环境科学研究所、环境工程研究所、安全性评价中心、热机研究所、自动化研究所、电气研究所、电站金属研究所、火电机组性能检测研究所、新能源研究所、电站调试所、煤质检验中心、火电节能减排与污染控制研发中心等 12 个专业研究所。拥有建设项目环境影响评价甲级资质、环境工程咨询甲级资质、环境工程设计甲级资质、环保工程总承包资质、电力设备质量性能检验计量认证、特种设备检验检测（无损检测）资质、电力工程调试甲级资质、电力安全性评价甲级资质。

国电科学技术研究院设有电力行业电力设备质量性能检验中心（独立的第三方检测机构）、国电煤炭质量监督检验中心，在北京未来科技城国电新能源技术研究院设有火电节能减排技术研究所，拥有国际领先的湿法烟气脱硫冷态试验装置、浆液喷嘴性能检测装置、可移动式中水深度处理回用模拟试验装置、可移动式海水脱硫中间试验装置、国内最大的双试验段环境风洞、大型燃煤电厂袋式除尘技术试验室、电除尘实验室、金属材料实验室、大型火电机组仿真实验室及火电厂能耗诊断移动测试车等先进实验设施。

2009～2011 年，国电科学技术研究院共承担各类国家、行业重大科研项目 30 多项（其中国家级科研项目 7 项），获得专利技术 41 项，参与制定 GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》、DL/T 255—2012《火力发电厂能耗状况评价技术规范》、DL/T 1150—2012《火电厂烟气脱硫装置验收技术规范》、DL/T 362—2010《燃煤电厂环保设施运行状况评价技术规范》等国家标准和行业标准 22 项，获得国家、省部级和行业科技奖励 8 项，其中“大型火电机组空冷系统优化设计与运行关键技术及应用”获 2011 年国家科学技术进步奖二等奖，“WHear 烟气脱硫技术及其关键设备研究与应用”获 2010 年宁夏回族自治区科学技术奖一等奖，“第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数核算技术研究”获 2009 年环境保护部科学技术奖一等奖，“节能提效型电除尘器高频电源的研制与应用”、“火电机组状态及性能全息诊断系统”均获 2010 年中国电力科学技术奖二等奖。

guoji biaozhun

国际标准　（international standard）　国际标准化组织、国际电工委员会和国际电信联盟制定的标准，以及国际标准化组织确认并公布的由其他国际组织制定、在全世界范围公开发布、共同使用和重复使用的规范性文件。主要的国际标准组织如表所示。

主要的国际标准组织一览表

序号	名　称	代号
1	国际标准化组织（International Organization for Standardization）	ISO
2	国际电工委员会（International Electrotechnical Commission）	IEC

续表

序号	名　称	代号
3	国际电信联盟（International Telecommunication Union）	ITU
4	国际计量局（Bureau International des Poids et Mesures）	BIPM
5	国际人造纤维标准化局（Bureau International pour la Standardisation des Fibres Artificielles）	BISFA
6	空间数据系统咨询委员会（Consultative Committee for Space Data Systems）	CCSDS
7	国际建筑结构研究与改革委员会（International Council for Research and Innovation in Building and Construction）	CIB
8	国际照明委会员（International Commission on Illumination）	CIE
9	国际内燃机委员会（International Council on Combustion Engines）	CIMAC
10	食品法典委员会（Codex Alimentarius Commission）	CODEX
11	烟草科学研究合作中心（Cooperation Centre for Scientific Research Relative to Tobacco）	CORESTA
12	国际牙科联合会（Federation Dentaire International）	FDI
13	国际货运代理协会联合会（International Federation of Freight Forwarders Associations）	FIATA
14	国际信息与文献联合会（International Federation for Information and Documentation）	FIB
15	森林管理理事会（Forest Stewardship Council）	FSC
16	国际原子能机构（International Atomic Energy Agency）	IAEA
17	国际航空运输协会（International Air Transport Association）	IATA
18	国际民航组织（International Civil Aviation Organizition）	ICAO
19	国际谷类加工食品科学技术协会（International Association for Cereal Science and Technology）	ICC
20	国际文化财产保护与修复研究中心（International Centre for the Study of the Preservation and Restoration of Cultural Property）	ICCROM
21	国际民防组织（International Civil Defence Organization）	ICDO
22	国际排灌委员会（International Commission on Irrigation and Drainage）	ICID
23	国际辐射防护委员会（International Commission on Radiological Protection）	ICRP
24	国际辐射单位与测量委员会（International Commission on Radiation units and Measurements）	ICRU
25	国际糖品分析统一方法委员会（International Commission for Uniform Methods of Sugar Analysis）	ICUMSA
26	国际乳品业联合会（International Dairy Federation）	IDF
27	互联网工程工作组（Internet Engineering Task Force）	IETF
28	国际图书馆协会与学会联合会（International Federation of Library Associations and Institutions）	IFLA
29	国际有机农业运动联合会（International Federation of Organic Agriculture Movements）	IFOAM
30	国际煤气工业联合会（International Gas Union）	IGU
31	国际制冷学会（International Institute of Refrigeration）	IIR
32	国际焊接学会（International Institute of Welding）	IIW
33	国际劳工组织（International Labour Organization）	ILO
34	国际海事组织（International Maritime Organization）	IMO
35	世界石油理事会（World Petroleum Council）	IOC
36	国际种子检验协会（International Seed Testing Association）	ISTA
37	国际皮革工艺师和化学家协会联合会（International Union of Leather Technologists and Chemists Societies）	IULTCS
38	国际理论与应用化学联合会（International Union of Pure and Applied Chemistry）	IUPAC
39	国际毛纺组织（International Wool Textile Organisation）	IWTO
40	国际兽医局（The World Organisation for Animal Health）	OIE
41	国际法制计量组织（International Organization of Legal Metrology）	OIML
42	国际葡萄与葡萄酒局（International Office of Vine and Wine）	OIV
43	国际铁路运输政府间组织（Intergovernmental Organization for International Carriage by Rail）	OTIF

续表

序号	名称	代号
44	国际材料与结构研究实验所国际联合会（International Union of Laboratories and Experts in Construction Materials，Systems and Structures）	RILEM
45	国际铁路联盟（International Union of Railways）	UIC
46	联合国经营、交易和运输程序和实施促进中心（United Nations Centre for Trade Facilitation and Electronic Business）	UN/CEFACT
47	联合国教科文组织（United Nations Educational，Scientific and Cultural Organization）	UNESCO
48	万国邮政联盟（Universal Postal Union）	UPU
49	国际海关组织（World Customs Organization）	WCO
50	世界卫生组织（World Health Organization）	WHO
51	世界知识产权组织（World Intellectual Property Organization）	WIPO
52	世界气象组织（World Meteorological Organization）	WMO

国际标准在世界范围内广泛使用，中国政府鼓励中国企业积极采用国际标准。

Guoji Biaozhunhua Zuzhi

国际标准化组织 （International Organization for Standardization，ISO） 成立于1947年2月23日，总部设在瑞士日内瓦。国际标准化组织是非政府性国际组织，是联合国的甲级咨询机构，与联合国许多组织和专业机构保持密切联系。在全世界范围内促进标准化及有关活动的发展，以便于国际物资交流和服务，并扩大知识、科学技术和经济领域中的合作。国际标准化组织每年大约出版1100个标准。到2011年12月，已经制定了18 500个标准。



国际标准化组织标志

沿革　第一次世界大战期间，由于对军火的大量需求，以及各国生产的武器弹药不能通用造成的严重后果，人们加深了对国际标准化的必要性和迫切性的认识。第一次世界大战结束后，各国酝酿成立国际标准化机构。1926年，英国、美国、加拿大等7个国家的标准化机构在美国纽约召开会议，决定成立国际标准化协会（ISA），起草组织章程。1928年，国际标准化协会在布拉格举行成立大会，有20个国家的代表参加。第二次世界大战爆发后，国际标准化协会已无法继续工作，遂于1942年4月解体。1946年10月14～26日，来自中国、英国、法国、美国等25个国家的64名代表聚会于英国伦敦，决定成立一个新的国际标准化机构——国际标准化组织。会议讨论了国际标准化组织章程和议事规则，并在10月24日召开的有15个国家参加的临时全体大会上一致通过。美国标准协会常务委员会主席H. 孔利（H. Coonley，1876—1966）被选为第一任国际标准化组织主席。参加1946年10月伦敦会议的25个国家为国际标准化组织的创始成员国。中华人民共和国于1978年恢复在国际标准化组织的合法地位，成为正式成员。

宗旨和主要任务　制定、发布和推广国际标准；协调世界范围内的标准化工作；组织各成员国和技术委员会进行信息交流；与其他国际组织共同研究有关标准化问题。

成员　分为成员体（正式成员）、通信成员和注册成员。国际标准化组织章程规定：一个国家只能有一个具有广泛代表性的国家标准化机构参加国际标准化组织。正式成员可以参加国际标准化组织各项活动，有投票权。通信成员通常是没有完全开展标准化活动的国家组织，没有投票权，但可以作为观察员参加国际标准化组织会议，并得到其感兴趣的信息。注册成员来自尚未建立国家标准化机构、经济不发达的国家，他们只需交纳少量会费，即可参加国际标准化组织活动。到2013年5月，国际标准化组织共有163个成员，其中：正式成员110个，通信成员43个，注册成员10个。

主要机构　全体大会、理事会、技术管理局和中央秘书处。

Guoji Daba Weiyuanhui

国际大坝委员会 （International Commission on Large Dams，ICOLD） 成立于1928年，中心办公室设在法国巴黎。1974年接纳中国为会员国。现有会员国95个，个人会员约10 000名。

宗旨　推动大坝、水电站土建工程及有关土木工程建设标准的制定，以及安全、高效、经济和环境可持续的运行，促进水资源和水能资源的开发和管理，交流科技信息，组织召开执行会议和大会，合作试验研究，出版论文集、学术报告等。



国际大坝委员会标志

机构　设执行委员会及其中心办公室；大坝设计与分析、大坝抗震设计、大坝水电调压、混凝土坝材料、土石坝材料、水资源工程规划、环境、大坝安全、大坝公共安全、水库淤积、水电站和水库综合运营、矿产工业尾矿坝、公众意识和教育、世界大坝登记、水电站大坝、防洪评估和大坝安全、大坝和调水、大坝基础监测和流域管理、金融和咨询、全球气候变化及大坝和水库与水资源、大坝及其安装建设等21个专业委员会。

活动　每3年召开一次大会，每次讨论4个技术专题，提交论文200～300篇。第23届大会于2009年5月在巴西召开。

语言　英语和法语。

出版物　《国际大坝委员会大会论文集》、《国际大坝委

员会会刊》（每3年出版一次）、《国际大坝委员会指南》（每3年出版一次）、《国际大坝委员会出版物文摘》（定期出版）、《国际大坝委员会公报》（定期出版）、《大坝技术字典》、《世界大坝登记》、《大坝事故教训》及《大坝和水世界》。

Guoji Dadianwang Huiyi

国际大电网会议 （International Conference on Large Voltage Electric System；Conference International des Grands Reseaux Électriques，CIGRÉ） 成立于1921年。总部设在法国巴黎，是非营利性的国际组织。2010年有国家和地区委员会57个，拥有超过11000名个人或集体会员。



国际大电网会议标志

宗旨 促进各国间有关发电和高压输电领域的科技和信息交流；综合最先进的国际实践经验，提高会员间知识和信息交流的价值；促进工业领域的经营者、管理者和监管者了解国际大电网会议的成果。

机构 设理事会、执行委员会和技术委员会。理事会由理事会主席、各会员国代表、16个技术委员会主席组成。执行委员会由主席、各技术委员会主席及理事会的12名成员构成。技术委员会由16个不同领域的研究委员会组成。中央办公室设在巴黎，负责协调日常事务。各会员国中设国家委员会。中国于1986年参加国际大电网会议，并成立了中国国家委员会。

活动 每两年召开一次国际会议。2012年在法国巴黎举行了第44届大会。

语言 英语、法语。

出版物 国际大电网会议会刊《电力》（双月刊）、《国际大电网会议论文集》（每两年出版一次）。出版物同时用英、法两种文字表述。

Guoji Diangong Weiyuanhui

国际电工委员会 （International Electrotechnical Commission，IEC） 制定和发布国际电工电子标准的非政府性国际机构，是联合国经济社会理事会的甲级咨询机构。成立于1906年6月，总部设在瑞士日内瓦。旨在促进电工、电子工程领域中的标准化及有关事项（认证等）方面的国际合作，增进国家间的相互了解。

沿革 早在19世纪末，电气工程师们意识到世界迫切需要国际标准化，并要求制定供世界范围内使用的统一术语和计量单位。到20世纪初召开了一系列电工会议，与会者一致认为，必须成立一个能够长期、有步骤地推行标准化的永久性组织。1904年，一些国家的政府代表团在美国圣路易举行会议，并通过了关于成立永久性组织和在电工领域开展国际标准化合作的建议。1906年6月，13个国家的代表集会于英国伦敦，起草了国际电工委员会组织章程及议事规则，正式成立了国际电工委员会。



国际电工委员会标志

第二次世界大战期间，国际电工委员会被迫停止活动，直到1946年才得以恢复。1947年7月，在巴黎举行的国际电工委员会大会一致通过了关于与国际标准化组织建立联系的提案，即国际电工委员会加入国际标准化组织，但保持其组织、经济、技术的独立性。中国于1957年加入国际电工委员会。

1976年，国际标准化组织和国际电工委员会签订了新协议，确认国际标准化组织与国际电工委员会是两个互为补充的国际组织，共同建立国际标准体系，并建立密切的联系和合作关系；两组织在法律上独立，国际电工委员会负责电气工程和电子工程领域国际标准化工作，其他领域的工作则由国际标准化组织负责；凡是辨别不清是属于电工技术还是属于非电工技术的国际标准化问题，由两组织共同协商解决。

成员 分为全权成员和协作成员两类。国际电工委员会章程规定，一个国家只能有一个机构以国家委员会名义参加国际电工委员会。国家委员会可以是一个政府机构或学会、协会代表，也可以是由有关各方联合组成的专门机构。全权成员可以参加各项活动，有投票权；协作成员可以观察员身份参加所有会议，并在其自行选择的4个技术委员会（TC）或分委员会（SC）里，享有充分的表决权。截至2011年12月，国际电工委员会共有81个正式成员，其中，全权成员60个，协作成员21个。此外，还包括82个参与“联合国家计划”的成员（也称联络成员），成员总数达163个。“联合国家计划”是国际电工委员会开发的利用电子手段接触发展中国家的新方法。其目的是为发展中国家参与国际电工委员会国际标准的制定提供机会；鼓励发展中国家积极采用国际标准，以及充分利用国际电工委员会现有的100%电子工作环境。

主要机构 理事会（全体大会）、理事局、执行委员会、管理咨询委员会、标准化管理局、合格评定局和中央办公室等部门。中国电力行业对口国际电工委员会/技术委员会（IEC/TC）技术单位如表所示。

中国电力行业对口国际电工委员会/技术委员会（IEC/TC）技术单位

编号	IEC/TC 编号	名　称	对口标委会名称	对口技术单位
1	IEC/TC11	Overhead lines	架空线路	中国电力科学研究院
2	IEC/TC42	High-voltage and high-current test techniques	高电压试验技术	中国电力科学研究院
3	IEC/TC57	Power systems management and associated information exchange	电力系统管理及其信息交换	国网电力科学研究院
4	IEC/TC73	Short-circuit currents	短路电流计算	中国电力科学研究院
5	IEC/TC77	Electromagnetic compatibility	电磁兼容	中国电力科学研究院

续表

编号	IEC/TC 编号	名　称	对口标委会名称	对口技术单位
6	IEC/TC78	Live working	带电作业	中国电力科学研究院
7	IEC/TC99	System engineering and erection of electrical power installations in systems with nominal voltages above 1 kV a. c. and 1. 5 kV d. c. , particularly concerning safety aspects	高压电气安全	中国电力科学研究院
8	IEC/TC115	High Voltage Direct Current (HVDC) transmission for DC voltages above 100 kV	100kV 以上高压直流输电技术	国家电网公司
9	IEC/TC117	Solar thermal electric plants	太阳能光热电厂	中国电力企业联合会
10	IEC/ PC118	Smart grid user interface	智能电网用户接口	中国电力科学研究院
11	IEC/TC120	Electrical Energy Storage (EES) systems	电气储能系统	中国电力企业联合会

Guoji Diangong Weiyuanhui 118 Xiangmu Weiyuanhui

国际电工委员会 118 项目委员会 (International Electro technical Commission /Project Committee of Standardization 118，IEC/PC118)　国际电工委员会技术委员会之一，编号 118。国际电工委员会 118 项目委员会于 2011 年 9 月由国际电工委员会标准化管理局批复成立。自 2011 年起，国际电工委员会 118 项目委员会主席由法国人担任，秘书处设在中国电力科学研究院。其工作范围是智能电网用户接口，工作内容是从各种智能用电设备、用户侧分布式能源接入以及智能用户侧电力需求响应等角度对智能电网用户接口领域内的相关标准内容进行定义和描述。涵盖智能家居、智能楼宇、智能小区、电动汽车、分布式储能装置、分布式电源、负荷管理等多个智能电网与用户接口领域的内容，包括术语定义、接口的总体要求、信息或能量的交互模式、通信协议、安全防护，以及相关测试用例等内容。

成员　截至 2013 年 6 月，有 10 个参与国（澳大利亚、中国、丹麦、法国、英国、日本、韩国、意大利、瑞典、美国），11 个观察国（巴西、加拿大、瑞士、捷克、德国、以色列、马来西亚、荷兰、挪威、波兰、新加坡）。

主要机构　设需求侧智能设备与电网交互接口工作组和电力需求响应工作组。

Guoji Diangong Weiyuanhui 115 Jishu Weiyuanhui

国际电工委员会 115 技术委员会 (International Electro technical Commission/Technical Committee of Standardization 115，IEC/TC 115)　国际电工委员会技术委员会之一，编号 115。全称是 100kV 以上高压直流输电技术 [High Voltage Direct Current (HVDC) transmission for Direct Current (DC) voltages above 100 kV] 委员会。于 2008 年 8 月由国际电工委员会标准化管理局批复成立，自 2010 年起，国际电工委员会 115 技术委员会主席由德国人担任，秘书处设在中国的国家电网公司。主要负责制定 100kV 以上高压直流输电技术国际标准，涉及领域包括设计、技术要求、施工验收、可靠性和可行性评估、运行和维护等方面。

成员　截至 2013 年 6 月，有 14 个参与国（中国、埃及、法国、德国、意大利、日本、韩国、马来西亚、荷兰、俄罗斯、西班牙、瑞典、英国、美国），9 个观察国（奥地利、巴西、加拿大、希腊、丹麦、芬兰、波兰、瑞士、印度）。

主要机构　国际电工技术委员会设 3 个工作组（高压直流接地极设计导则、高压直流系统可靠性及可行性评估、高压直流输电线路电磁环境限值），1 个项目组（高压直流输电设备资产评估导则），2 个联合工作组（高压直流换流站可听噪声、大气海拔修正）。

Guoji Dianxin Lianmeng

国际电信联盟 (International Telecommunication Union，ITU)　成立于 1932 年，是联合国处理电信事宜的政府间国际组织，总部设在瑞士日内瓦，中国简称国际电联。旨在保持并扩大国际合作，以改进和合理使用各种电信手段；促进技术设施的发展和应用，以提高电信业务效率；研究制定和出版国际电信标准并促进其应用；协调各国在电信领域的活动，促进并提供对发展中国家的援助。



国际电信联盟标志

沿革　1865 年 5 月 17 日，法国、德国、俄国、意大利、奥地利等 20 个欧洲国家的代表在法国巴黎签订《国际电报公约》，成立了国际电报联盟。1906 年，德国、英国、法国、美国、日本等 27 个国家代表在柏林签订《国际无线电公约》。1932 年，70 多个国家的代表在西班牙马德里召开代表大会，决定把上述的两个公约合并，制定《国际电信公约》，并将国际电报联盟更名为国际电信联盟（ITU），新名称自 1934 年 1 月 1 日启用。1947 年，国际电信联盟成为联合国的一个专门机构。

国际电信最初的专业领域是电报，至今其工作贯穿整个信息通信领域，涉及从数字广播到互联网，从移动技术到三维电视的各个领域。中国于 1920 年加入了国际电报联盟。1972 年 5 月 30 日，在国际电信联盟第 27 届行政理事会上，正式恢复了中华人民共和国在国际电信联盟的合法权利和席位。

成员　国际电联自诞生之日起就是一个公共和私营部门的合作机构，截至 2012 年 12 月，拥有 193 个成员国、700 多家私营部门实体和学术机构。

主要机构　全权代表大会、理事会、电信标准化部、无线电通信部和电信发展部。

Guoji Dongli Gongcheng Huiyi

国际动力工程会议 (International Conference on Power Engineering，ICOPE)　由中国动力工程学会（CSPE）、

日本机械工程师学会（JSME）、美国机械工程师学会（ASME）共同发起和组织的国际动力界学术交流会，自1993年首届会议在日本神户举办以来，每两年轮流在中国、日本、美国3国举办。

宗旨　为各国动力界提供合作和交流的平台，促进各国在动力、能源、环境领域中的技术交流。

活动　每两年召开一次大会。2011在美国科罗拉多州丹佛举行了第9届大会。

语言　英语。

出版物　《国际动力工程会议论文集》（每两年出版一次）。

Guoji Gongdian Huiyi

国际供电会议　（International Conference on Electricity Distribution，CIRED）　成立于1971年，由英国、比利时发起，总部设在比利时布鲁塞尔。截至2012年，有39个成员国，其中18个国家为正式成员，设有国家委员会，包括奥地利、比利时、中国、克罗地亚、捷克、丹麦、芬兰、法国、德国、意大利、荷兰、挪威、葡萄牙、西班牙、瑞典、瑞士、英国和美国。21个国家为联络成员，设有联络委员会，包括阿尔及利亚、阿根廷、澳大利亚、巴林、波黑、巴西、加拿大、埃及、希腊、匈牙利、印度、印度尼西亚、伊朗、韩国、马来西亚、摩洛哥、波兰、罗马尼亚、俄罗斯、叙利亚、斯洛文尼亚。中国于1978年首次有正式代表参加国际供电会议，1987年建立国际供电会议组织中国联络委员会，2007年成为正式成员。



国际供电会议标志

宗旨　交流配电系统规划、设计、施工及运行等方面的经验，以及新技术、新方法和新理论。提高供电领域相关公司的商业竞争力、技能和知识，致力于供配电、工业、服务业及交通运输业等领域的电气设计、建设和运行。

活动　每两年召开一次大会。作为国际供电会议组织的区域性国际会议之一，第五届中国国际供电会议（CICED 2012）在上海召开。

语言　英语和法语。

出版物　《国际供电会议论文集》（每两年出版一次）。

Guoji Nengyuan Shu

国际能源署　（International Energy Agency，IEA）　经济合作与发展组织为应对能源危机设立的政府间组织。成立于1974年，总部设在法国巴黎。截至2012年底，共有28个成员国。创始成员国16个，分别为爱尔兰、奥地利、比利时、丹麦、德国、荷兰、加拿大、卢森堡、美国、日本、瑞典、瑞士、土耳其、西班牙、意大利、英国；后陆续加入12个成员国，分别为挪威（1974）、希腊（1977）、新西兰（1977）、澳大利亚（1979）、葡萄牙（1981）、法国（1992）、芬兰（1992）、匈牙利（1997）、捷克（2001）、韩国（2002）、斯洛伐克（2007）、波兰（2008）。



国际能源署标志

宗旨　为成员国提供政策咨询服务，引导其制定合理能源政策，在能源使用、经济增长和环境保护三方面达到平衡，实现安全、可靠、经济的能源供应。

活动　主要有统计研究工作和能源政策研究工作。统计研究工作包括建立能源市场主要要素数据库，进行统计与分析；向成员国公布石油市场主要要素的实时变化情况；构建能源市场评价指标体系；提供在线数据支持服务等。能源政策研究工作主要是研究提出下一个10年经济可行的能源环境保护政策体系。

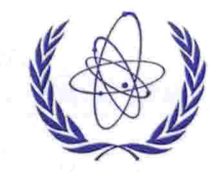
语言　英语。

出版物　年度出版物包括《经济合作与发展组织能源统计》《非经济合作与发展组织能源统计》《经济合作与发展组织能源平衡》《非经济合作与发展组织能源平衡》《煤炭信息》《石油信息》《电信息》《可再生能源信息》《世界能源展望》等。

Guoji Yuanzineng Jigou

国际原子能机构　（International Atomic Energy Agency，IAEA）　联合国系统内的一个专门机构，是世界政府间关于核领域科学技术合作的中央论坛和关于民用核计划的核保障与核查措施应用的国际视察机构。成立于1957年7月29日。机构总部设在奥地利维也纳。截至2012年2月，该机构共有153个成员国。其宗旨是加速和扩大原子能对全世界和平、健康和繁荣的贡献，并尽其所能确保由其本身，或经其请求，或在其监督或管制下提供的援助不致用于推进任何军事目的。

机构　国际原子能机构的总干事任期4年。副总干事6人，分管行政司、核能司、核安全与核安保司、核科学及应用司、保障司及技术合作司的工作，并分别兼任各司司长。机构的决策机关是理事会。理事国原有34个，1984年中国参加机构后变为35个。理事会中，美国、俄罗斯、中国等13个国家为指定的常任理事国，其余22个为选举的理事国，每年改选11个理事国。秘书处负责日常工作以及各种技术合作计划和安全保障计划的执行。在每年9月召开全体成员国参加的大会上，决定机构的大政方针，审定预算、决算、年度报告和计划安排。经费来源是各成员国按人均国民生产总值摊派的会费和自愿捐款。



国际原子能机构标志

活动　国际原子能机构的主要活动是促进原子能在农业、能源、工业、医学和科学各领域中的应用研究；促进国际技术转让和技术合作；召开各种会议，执行培训计划，向成员国人员提供进修培训，出版书刊，以促进核科学技术情报和工艺的交流；向成员国特别是发展中国家提供技术援助；实施国际核保障方面的工作（即对民用核计划中的核材料进行监督和核查，以防止用于军事目的）。在美国三里岛核电厂事故和苏联切尔诺贝利核电厂事故发生以后，国际原子能机构明显加强了核安全方面的工作，包括出版核安全标准（NUSS）和其他安全方面的书籍，召开各种核安全会议，提供包括派遣安全检查组在内的各种安全方面的援助。

出版物　国际原子能机构的重要职能是出版各方面的科技书籍和刊物：生命科学，核安全和环境保护，物理学、化学、地质学和材料科学，反应堆和核动力，工业应用，安全保障和视察，核法律，核信息系统。

国际原子能机构还与一些成员国和其他国际组织建立了联机检索数据库，即国际核信息系统（INIS）。收集了自1976年以来世界范围内核科学技术和平利用方面的资料，数据每月更新两次，并以每年约9万条的速率增加。中国的联机检索终端设在北京中国核科技信息与经济研究院。

guojia biaozhun

国家标准　（national standard）　由国家的官方标准化机构或政府授权的有关机构批准、发布，在全国范围内统一适用的标准。它是标准的一个级别。

在中国，按照《中华人民共和国标准化法》规定：对需要在全国范围内统一的技术要求，应当制定国家标准。中国的电力国家标准由国家质量监督检验检疫总局和国家标准化管理委员会联合发布，其中工程建设国家标准由住房和城乡建设部、国家质量监督检验检疫总局联合发布。

到21世纪初，已有100多个国家设立了国家标准化机构。各国根据本国的自然环境、资源、经济、生产技术水平、生活习惯，以及开展国际贸易状况等需要制定国家标准。

国家标准的编号由国家标准的代号、国家标准发布的顺序号和国家标准发布的年号构成。部分国家的国家标准代号如表所示。

部分国家国家标准代号表

国家	代号	国家	代号	国家	代号
中　国	GB	比利时	NBN	巴　西	NB
美　国	ANSI	荷　兰	NEN	阿根廷	IRAM
英　国	BS	日　本	JIS	古　巴	NC
法　国	NF	以色列	SI	澳大利亚	AS
德　国	DIN	新加坡	SS	新西兰	NZS
瑞　士	SNV	伊　朗	ISIRI	墨西哥	DGN
意大利	UNI	韩　国	KS	俄罗斯	GOST

Guojia Biaozhunhua Guanli Weiyuanhui

国家标准化管理委员会　（Standardization Administration of the People's Republic of China，SAC）　中国国务院授权的履行行政管理职能，统一管理中国标准化工作的主管机构，又称中华人民共和国国家标准化管理局。主要负责制定国家标准化事业发展规划；负责组织、协调和编制国家标准（含国家标准样品）的制定、修订计划，统一审查、批准、编号和发布国家标准；负责协调和管理全国标准化技术委员会；协调和指导行业、地方标准化工作，负责行业标准和地方标准的备案工作；代表国家参加国际标准化组织、国际电工委员会和其他国际或区域性标准化组织。

中国标准化工作实行统一管理与分工负责相结合的体制。按照国务院授权，在国家质量监督检验检疫总局管理下，国家标准化管理委员会统一管理全国标准化工作。国务院有关行政主管部门和国务院授权的有关行业协会分工管理本部门、本行业的标准化工作。省、自治区、直辖市标准化行政主管部门统一管理本行政区域的标准化工作。省、自治区、直辖市政府有关行政主管部门分工管理本行政区域内本部门、本行业的标准化工作。市、县标准化行政主管部门和有关行政主管部门，按照省、自治区、直辖市政府规定的各自的职责，管理本行政区域内的标准化工作。电力的工程建设类国家标准由住房和城乡建设部归口管理，能源领域的行业标准（代号为DL、NB标准）由国家能源局归口管理。

住房和城乡建设部（Ministry of Housing and Urban-Rural Development，MOHURD）　在中国标准管理范围中，负责工程建设国家标准的管理，包括组织拟订工程建设国家标准、全国统一定额，建设项目评价方法、经济参数和建设标准、建设工期定额、建设用地指标；拟订工程造价管理的规章制度；组织拟订部管行业工程标准、经济定额和产品标准，指导产品质量认证工作；监督指导各类工程建设标准定额的实施；拟订工程造价咨询单位的资质标准并监督执行；提出工程造价专业技术人员执业资格标准。

工程建设标准管理组织机构包括国务院工程建设行政主管部门及直属机构、国务院有关行政主管部门工程建设标准管理机构、行业协会、地方工程建设行政主管部门及直属机构、中国工程建设标准化协会及专业技术委员会5个层次。

国家能源局（National Energy Administration，NEA）　负责能源领域行业标准的管理。能源领域行业标准主要包括石油、天然气、煤炭、煤层气（煤矿瓦斯）、电力（常规电力）、燃料（炼油、煤制燃料和生物质燃料）、核电、新能源和可再生能源、能源节约与资源综合利用、能源装备等。标准编号沿用各行业标准编号，包括电力行业（DL）、石油行业（SY）、煤炭行业（MT）等，在新兴或综合性领域，如风力发电、核电、能源装备、电动汽车充电设施等能源行业的标准编号为NB。

国家能源局制定了《能源领域行业标准制定管理实施细则（试行）》《能源领域行业标准化管理办法（试行）》，确定了中国电力企业联合会、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、中国煤炭工业协会、中国机械工业联合会、核工业标准化研究所、中国电器工业协会、全国锅炉压力容器标准化技术委员会、中国节能投资公司、中国农村能源行业协会、煤矿瓦斯治理国家工程研究中心、煤层气开发利用国家工程研究中心等14家行业标准化管理机构。

国家能源局主管的电力行业标准包括水力发电、火力发电、核电、新能源和可再生能源、输变电及电动汽车充电设施标准等。

Guojia Dianli Jianguan Weiyuanhui

国家电力监管委员会　（State Electricity Regulatory Commission，SERC）　成立于2003年3月20日，是中国国务院直属的正部级事业单位，简称电监会。电监会根据国务院授权，行使行政执法职能，依照法律、法规，统一履行中国境内的全国电力监管职责。2013年3月，根据《国务院机构改革和职能转变方案》，将电监会和国家能源局的职责整合，重新组建国家能源局，由国家发展和改革委员

会管理；电监会不再保留。

电监会的主要职责是：负责中国电力监管工作，建立统一的电力监管体系，对其派出机构实行垂直领导。研究提出电力监管法律、法规的制定或修改建议，制定电力监管规章，制定电力市场运行规则。参与国家电力发展规划的制定，拟定电力市场发展规划和区域电力市场设置方案，审定电力市场运营模式和电力调度交易机构设立方案。监管电力市场运行，规范电力市场秩序，维护公平竞争；监管输电、供电和非竞争性发电业务。参与电力技术、安全、定额和质量标准的制定并监督检查，颁发和管理电力业务许可证，协同环境保护部门对电力行业执行环境保护政策、法规和标准进行监督检查。根据市场情况，向政府价格主管部门提出调整电价建议；监督检查有关电价；监管各项辅助服务收费标准。具体负责电力安全监督管理工作。制定重大电力生产安全事故处置预案，建立重大电力生产安全事故应急处置制度。依法对电力市场、电力企业违法、违规行为进行调查，处理电力市场纠纷。负责监督电力社会普遍服务政策的实施，研究提出调整电力社会普遍服务政策的建议；负责电力市场统计和信息发布。按照国务院的部署，组织实施电力体制改革方案，提出深化改革的建议。承办国务院交办的其他事项。

截至2012年底，电监会机构设置为10个内设机构、6个直属单位、1个主管的社会团体、18个派出机构。派出机构中有6个区域电监局，12个省（区）电力监管专员办公室；其中6个区域电监局下设了12个派驻省（区）业务办公室。

电监会建立了较完善的电力监管政策法规体系。自2005年2月25日正式颁布实施《电力监管条例》起，近10年间共发布了31个“国家电力监管委员会令”，内容覆盖电力安全监管、电力市场运营监管、许可证管理、行政处罚及争议调解等。国务院电力体制改革工作小组办公室设在电监会，以推进电力市场化改革，主要开展了区域电力市场建设和发电企业与大用户直接购电试点工作，组织完成了与电力厂网分开、主辅分离改革相关的920万kW发电资产处置变现工作和647万kW发电资产变现及划转移交工作。

在推进电力市场建设、加强市场监管、规范市场秩序方面，电监会发布了《电力市场基本运营规则》《电力市场监管办法》；每年面向社会发布多项监管报告，内容涵盖安全监管、输电监管、供电监管、调度交易监管、许可管理等主要监管业务，同时还开展了可再生能源电力监管、电力监管标准化、电力工程项目造价监管等工作，保证相关政策执行到位。公布并实施了《供电服务监管办法》，每年向社会发布年度供电监管报告，对相关供电企业提出整改意见，责成限期整改。规范供电企业服务行为，切实维护正常的供用电秩序。印发了《跨区域输电价格审核暂行规定》，发布了《厂网电费结算行为监管报告》，并开展全国电价政策调整执行情况监督检查，编制发布年度电价执行及电费结算情况通报；颁布了《输配电成本监管暂行办法》。加强节能减排监管，开展了全国节能减排电力价格大检查和节能减排情况专项督查，并发布年度电力企业节能主要指标及减排设施运行情况督查监管报告。

电监会成立了全国电力安全委员会和专家委员会，组织制定了《电力安全生产监管办法》《电网大面积停电应急预案》，印发了《关于加强电力应急管理工作的意见》，颁布了《电力可靠性监督管理办法》。加强电力行业信息网络安全监管，完善电力应急管理的技术规则和标准体系，开展电力行业“安全生产年”活动，完成电监会综合应急指挥中心建设。发布年度电力安全监管报告，加强煤炭、民航等有关重要用户供电安全监管；制定了《关于加强电力安全工作防范电网大面积停电的意见》。

电监会设立了12398电力监管投诉举报平台，调查处理投诉举报案件，定期公布受理处理情况。打击涉电犯罪，立案查处违法、违规案件，罚款及没收违法所得；建立日常监管与稽查工作衔接联动机制，保障各市场主体的合法权益。颁布了《电力争议纠纷调解规定》，开展电力争议调解和裁决，维护社会公共利益和电力市场秩序。

Guojia Dianwang Gongsi

国家电网公司 （State Grid Corporation of China，SGCC） 简称国家电网，成立于2002年12月29日。2002年2月，国务院印发《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号），将国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务划分，并分别进行了资产、财务和人员的重组。其中，国家电网公司是在原国家电力公司大部分企事业单位基础上组建的，经国务院同意进行国家授权投资的机构和国家控股公司的试点单位，以建设和运营电网为核心业务，承担着为中国经济社会发展提供电力保障的基本使命。国家电网公司注册资本2000亿元人民币，经营区域为华北、华中、华东、西北、东北共26个省（自治区、直辖市），覆盖国土面积的88%，供电人口超过11亿人。



到2012年底，国家电网公司总部设32个部门及华北、华东、华中、东北、西北5个分部。国家电网公司所属单位58个，其中省级公司27个，直属单位31个。所属地（市）供电公司309个，县级供电企业1815个。国家电网公司在菲律宾、巴西、葡萄牙、澳大利亚等国家和地区开展业务。2012年，国家电网公司名列《财富》世界企业500强第7位，是全球最大的公共事业单位。

国家电网公司以科学发展观为指导，立足国情网情企情，确立了建设电网坚强、资产优良、服务优质、业绩优秀（“一强三优”）现代公司的战略目标，把转变电网发展方式和转变公司发展方式（“两个转变”）作为战略举措，大力推动创新发展。经过10年改革发展，国家电网公司的综合指标、经营业绩、发展能力、企业素质全面提升，党的建设、企业文化建设和队伍建设全面加强，干部员工队伍精神面貌发生深刻变化，国家电网公司的凝聚力、向心力和执行力全面提升，在保障能源安全、服务和保障民生中发挥了重要作用。

2003～2012年，国家电网公司电网建设累计投资超过2万亿元，110（66）kV及以上输电线路长度71.3万km，110（66）kV及以上变电容量28.1亿kV·A。资产总额达23527亿元。售电量从2003年的1.12万亿kW·h增长到2012年的3.25万亿kW·h。2003年以来，国家电网公司

累计获得国家科学技术进步奖39项（特等奖1项、一等奖4项，见电力工业重大科技获奖项目）、行业奖455项；专利拥有量达到16399项，成为中国首批“创新型企业”。

截至2012年，国家电网公司连续8年获评中央企业经营业绩考核A级；连续8年名列中国服务企业500强榜首。国务院国资委2010～2012年任期考核业绩优秀企业奖和科技创新企业奖。



2010年12月31日，浙江三门核电厂施工现场（国家核电 提供）



Guojia Hedian Jishu Youxian Gongsi

国家核电技术有限公司 （State Nuclear Power Technology Corporation，SNPTC） 简称国家核电。2007年5月22日，经中国国务院批准，由国务院和中国核工业集团公司、中国电力投资集团公司、中国广核集团有限公司、中国技术进出口总公司等4家大型国有企业共同出资组建的有限责任公司。国家核电是经国务院授权，代表国家对外签约，受让第三代核电技术，实施相关工程设计和项目管理，通过消化吸收再创新形成中国核电技术品牌的主体，是实现第三代核电技术引进、工程建设和自主化发展的主要载体和研发平台。总部设在北京。注册资本为人民币40亿元，其中国家出资占注册资本的60%；其他4家公司各按10%的比例出资。



国家核电主要从事第三代核电技术的引进、消化、吸收、研发、转让、应用和推广；通过自主创新，形成自主品牌核电技术；组织国内企业实现技术的公平、有偿共享；承担第三代核电工程建设、技术支持和咨询服务以及国家批准或授权的其他方面的业务。

国家核电总部设有办公厅等14个部门；拥有上海核工程研究设计院、国核电力规划设计研究院、国核工程有限公司、国核电站运行服务技术公司、上海发电设备成套设计研究院等全资子公司；拥有山东电力工程咨询院有限公司、山东核电设备制造有限公司、国核宝钛锆业股份有限公司、国核自仪系统工程有限公司、国核华清（北京）核电技术研究中心有限公司、国核示范电站有限责任公司等控股子公司；分支机构设有国家核电技术有限公司（北京）研发中心、国核大学、驻美国代表处、国家能源核级锆材研发与检测中心、国核软件技术中心、资金管理中心；参股子公司为中核包头核燃料元件股份有限公司和湖南核电有限公司。

国家核电作为项目组织者，与业主单位、美国西屋电气公司、施工单位共同开展第三代核电自主化依托项目4台AP1000机组的工程建设（2009年开工建设、计划2014年建成发电的浙江三门核电厂1、2号机组，见图；2009年12月28日开工建设的山东海阳核电厂1、2号机组），保证了里程碑进度计划的要求。

国家核电积极推进引进技术的国内分许可工作，涉及核电、装备制造业15个集团的70余家单位。国家核电积极为国内设备制造企业和设计单位搭建经验交流和信息共享平台，国家核电稳步推进第三代核电技术设备供应体系建设，组织、规范完善第三代核电技术设备和材料系列合格供应商管理和评价体系。

国家核电从参与AP1000依托项目的设计，到自主完成AP1000内陆核电标准设计的初步设计，再到完成重大专项CAP1400示范工程概念设计，标志着中国核电研发设计整体能力的不断提升，启动了170万kW级先进非能动核电厂的预可行性研究，率先掌握了核电工程建设中诸多技术。

Guojia Nengyuanju

国家能源局 （National Energy Administration） 根据2013年3月在北京召开的第十二届全国人民代表大会第一次会议批准的《国务院机构改革和职能转变方案》和《国务院关于部委管理的国家局设置的通知》（国发〔2013〕15号）设立，副部级，为国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委）管理的国家局。

国家能源局的前身可以追溯到中华人民共和国成立时设立的燃料工业部。1982年国务院能源委员会成立，承担能源行业监管职能。1988年能源部成立。1993年能源部撤销。2008年成立国家能源局，下辖11个局机关。2010年1月28日，为加强能源战略决策和统筹协调，国务院决定成立国家能源委员会，由时任国务院总理温家宝任主任，时任国务院副总理李克强任副主任。2013年7月4日，国务院总理李克强任国家能源委员会主任，国务院副总理张高丽任副主任。

机构重组 2013年3月，《国务院机构改革和职能转变方案》提出，为完善能源监督管理体制，国务院将现国家能源局、国家电力监管委员会（简称电监会）的职责整合，重新组建国家能源局。同时，不再保留电监会。原电监会设立的6个电力区域监管局以及12个电力监管专员办公室，划给国家能源局实行垂直管理，改革后，国家能源局继续由国家发展改革委管理。国家发展改革委主要是做好国民经济和社会发展规划与能源规划的协调衔接。

职能转变 体现在取消的职责、下放的职责和加强的职责。

取消的职责：①取消电力、煤炭、油气企业的发展建设规划和专项发展建设规划审批。②取消电力市场份额核定。③取消电力用户向发电企业直接购电试点审批。④取消水电站大坝运行安全信息化验收和安全监测系统检查验收。⑤取消发电厂整体安全性评价审批。⑥取消电力二次系统安全防护规范和方案审批。⑦取消电力安全生产标准化达标评级审批。⑧取消电力行业信息系统安全保护、网络与信息安全应急预案审批。⑨根据《国务院机构改革和职能转变方案》需

要取消的其他职责。

下放的职责：①将国家发展改革委的供电营业区的设立、变更审批及供电营业许可证核发职责与国家能源局的电力业务许可证核发职责整合，下放区域能源监管机构。②根据《国务院机构改革和职能转变方案》需要下放的其他职责。

加强的职责：①强化能源发展战略、规划和政策的拟定及组织实施，加强能源预测预警，提高国家能源安全保障能力。②推进能源体制改革，加强能源法制建设，进一步发挥市场在资源配置中的基础性作用。③完善能源监督管理体系，加强能源监督管理，推动能源消费总量控制，推进能源市场建设，维护能源市场秩序。

主要职责　①负责起草能源发展和有关监督管理的法律法规送审稿和规章，拟定并组织实施能源发展战略、规划和政策，推进能源体制改革，拟定有关改革方案，协调能源发展和改革中的重大问题。②组织制定煤炭、石油、天然气、电力、新能源和可再生能源等能源，以及炼油、煤制燃料和燃料乙醇的产业政策及相关标准。按国务院规定权限，审批、核准、审核能源固定资产投资项目。指导协调农村能源发展工作。③组织推进能源重大设备研发及其相关重大科研项目，指导能源科技进步、成套设备的引进消化创新，组织协调相关重大示范工程和推广应用新产品、新技术、新设备。④负责核电管理，拟定核电发展规划、准入条件、技术标准并组织实施，提出核电布局和重大项目审核意见，组织协调和指导核电科研工作，组织核电厂的核事故应急管理工作。⑤负责能源行业节能和资源综合利用，参与研究能源消费总量控制目标建议，指导、监督能源消费总量控制有关工作，衔接能源生产建设和供需平衡。⑥负责能源预测预警，发布能源信息，参与能源运行调节和应急保障，拟定国家石油、天然气储备规划、政策并实施管理，监测国内外市场供求变化，提出国家石油、天然气储备订货、轮换和动用建议并组织实施，按规定权限审批或审核石油、天然气储备设施项目，监督管理商业石油、天然气储备。⑦监管电力市场运行，规范电力市场秩序，监督检查有关电价，拟定各项电力辅助服务价格，研究提出电力普遍服务政策的建议并监督实施，负责电力行政执法。监管油气管网设施的公平开放。⑧负责电力安全生产监督管理、可靠性管理和电力应急工作，制定除核安全外的电力运行安全、电力建设工程施工安全、工程质量安全监督管理办法并组织监督实施，组织实施依法设定的行政许可。依法组织或参与电力生产安全事故调查处理。⑨组织推进能源国际合作，按分工同外国能源主管部门和国际能源组织谈判并签订协议，协调境外能源开发利用工作。按规定权限核准或审核能源（煤炭、石油、天然气、电力等）境外重大投资项目。⑩参与制定与能源相关的资源、财税、环保及应对气候变化等政策，提出能源价格调整和进出口总量建议。⑪承担国家能源委员会具体工作。负责国家能源发展战略决策的综合协调和服务保障，推动建立健全协调联动机制。⑫承办国务院、国家能源委员会以及国家发展改革委交办的其他事项。

内设机构　根据主要职责，国家能源局设12个内设司、1个委：①综合司。负责文电、会务、机要、档案、督查、财务、资产管理等机关日常运转工作，承担政务公开、安全保密、信访，以及能源行业统计、预测预警等工作，承担国家能源委员会办公室的综合协调工作。②法制和体制改革司。研究能源重大问题，组织起草能源发展和有关监督管理的法律法规、规章送审稿，承担有关规范性文件的合法性审核工作，承担行政执法监督、行政复议、行政应诉等工作，承担能源体制改革有关工作。③发展规划司。研究提出能源发展战略建议，组织拟定能源发展规划、年度计划和产业政策，参与研究全国能源消费总量控制工作方案，指导、监督能源消费总量控制有关工作，承担能源综合业务。④能源节约和科技装备司。指导能源行业节能和资源综合利用工作，承担科技进步和装备相关工作，组织拟定能源行业标准（煤炭除外）。⑤电力司。拟定火电和电网有关发展规划、计划和政策并组织实施，承担电力体制改革有关工作，衔接电力供需平衡。⑥核电司。拟定核电发展规划、计划和政策并组织实施，组织核电厂的核事故应急管理工作。⑦煤炭司。拟定煤炭开发、煤层气、煤炭加工转化为清洁能源产品的发展规划、计划和政策并组织实施，承担煤炭体制改革有关工作，协调有关方面开展煤层气开发、淘汰煤炭落后产能、煤矿瓦斯治理和利用工作。⑧石油天然气司（国家石油储备办公室）。拟定油气开发、炼油发展规划、计划和政策并组织实施，承担石油天然气体制改革有关工作，承担国家石油、天然气储备管理工作，监督管理商业石油、天然气储备。⑨新能源和可再生能源司。指导协调新能源、可再生能源和农村能源发展，组织拟定新能源、水能、生物质能和其他可再生能源发展规划、计划和政策并组织实施。⑩市场监管司。组织拟定电力市场发展规划和区域电力市场设置方案，监管电力市场运行，监管输电、供电和非竞争性发电业务，处理电力市场纠纷，研究提出调整电价建议，监督检查有关电价和各项辅助服务收费标准，研究提出电力普遍服务政策的建议并监督实施，监管油气管网设施的公平开放。⑪电力安全监管司。组织拟定除核安全外的电力运行安全、电力建设工程施工安全、工程质量安全监督管理办法的政策措施并监督实施，承担电力安全生产监督管理、可靠性管理和电力应急工作，负责水电站大坝的安全监督管理，依法组织或参与电力生产安全事故调查处理。⑫国际合作司。组织推进能源国际交流与合作，按分工承担同外国能源主管部门和国际能源组织谈判并签订协议有关工作，拟定能源对外开放战略、规划及政策，协调境外能源开发利用。⑬机关党委（人事司）。承担机关和区域能源监管机构等直属单位的人事管理、机构编制、队伍建设、纪检监察等工作，负责机关和在京直属单位的党群工作。

职责划分　主要有与国家发展改革委的有关职责分工（见表）、在核能对外合作方面与相关部门的职责分工。

与国家发展改革委的有关职责分工

国家能源局	国家发展改革委
负责拟定并组织实施能源发展战略、规划和政策，研究提出能源体制改革建议，负责能源监督管理等	做好国民经济和社会发展规划与能源规划的协调衔接
拟定能源发展战略、重大规划、产业政策和提出能源体制改革建议	审定或审核能源发展战略、重大规划、产业政策和能源体制改革建议，并上报国务院

续表

国家能源局	国家发展改革委
按规定权限核准、审核能源投资项目；汇总能源的中央财政性建设资金投资，并提出安排建议	核准重大能源投资项目或审核重大能源投资项目并报国务院核准；审定能源的中央财政性建设资金投资并下达
拟定的石油、天然气战略储备规划和石油、天然气战略储备设施项目，提出国家石油、天然气战略储备收储、动用建议	审核石油、天然气战略储备规划和石油、天然气战略储备设施项目，以及国家石油、天然气战略储备收储、动用建议，并上报国务院审批
提出调整能源产品价格的建议	审批调整能源产品价格的建议，或审核后上报国务院审批
组织实施核电自主化工作	指导核电自主化工作

输配电价格成本审核办法由国家发展改革委会同国家能源局制定，共同颁布实施。电力辅助服务价格由国家能源局拟定，经国家发展改革委同意后颁布实施。跨区域电网输配电价由国家能源局审核，报国家发展改革委核准。大用户用电直供的输配电价格，由国家能源局提出初步意见，报国家发展改革委核批。区域电力市场发电容量电价，由国家能源局研究提出初步意见，报国家发展改革委核批。国家发展改革委、国家能源局共同部署开展全国电力价格检查。委托国家能源局对电力企业之间的价格行为（上网电价、输配电价）进行监督检查；在容量电价、输配电价方面，国家能源局会同国家发展改革委进行监督检查；在终端销售电价方面，国家发展改革委会同国家能源局进行监督检查。国家发展改革委、国家能源局按照各自的职责对价格违法行为进行处理。国家发展改革委对电价违法行为实施行政处罚，国家能源局对查出的电价违法违规行为，应及时向国家发展改革委提出价格行政处罚建议。

在核能对外合作方面与相关部门的职责分工。在国家能源委员会下建立核能对外合作的国内协调机制，协调合作中涉及跨部门的重大问题；国家能源局、国家国防科技工业局负责政府间和平利用核能协定的对外谈判和签约工作，外交部、科学技术部等部门按职责分工参与谈判，配合做好相关工作；协定的执行工作，由各部门根据职责分工分别落实；在国际原子能机构框架下的多双边合作事宜，由国家原子能机构负责牵头组织、落实。

Guotou Dianli Konggu Gufen Youxian Gongsi

国投电力控股股份有限公司 （SDIC Power Holdings Co., Ltd.） 简称国投电力。于2002年由中国石化湖北兴化股份有限公司与国家开发投资公司进行资产置换后变更登记设立，是国家开发投资公司电力业务的资产经营与资本运作平台。经营范围是投资建设、经营管理以电力生产为主的能源项目；开发及经营新能源项目、高新技术、环保产业；开发和经营电力配套产品及信息、咨询服务。注册地址位于甘肃省兰州市，办公地址设在北京市。



国投电力标志

国家开发投资公司是国务院批准设立的国家投资控股公司和中央直接管理的国有大型骨干企业之一。截至2012年底，注册资本194.7亿元，资产总额2766亿元，当年实现经营收入813亿元人民币，利润95亿元人民币。

截至2012年底，国投电力（股票代码：600886）总股本2 345 102 751股，其中国家开发投资公司持股2 174 037 465股，占61.76%。总资产1458.96亿元，归属于母公司所有者权益114.75亿元，归属于上市公司股东的每股净资产4.89元；资产负债率84.4%。投产控股装机规模为1625.3万kW、权益装机规模1052.81万kW，在建控股装机规模1864.9万kW。国投电力同时受国家开发投资公司委托，对其投资建设的其他部分电厂实施专业化管理。截至2012年底，国家开发投资公司电力板块所有投产控股发电装机容量2233.3万kW（包括国投电力及国家开发投资公司委托管理的电厂），其中水电控股装机容量712万kW、火电控股装机容量1461万kW、新能源装机容量60.3万kW。在建装机容量达1864.9万kW，主要包括四川锦屏一级水电站、锦屏二级水电站、官地水电站，河南新密二期及新疆伊犁热电项目等。国投电力的投资企业主要分布在四川、天津、甘肃、广西、云南、福建、安徽、新疆、贵州、青海及宁夏等省（区、市）。

截至2012年底，国投电力水电装机容量已达到公司控股装机容量32%。二滩水电开发有限责任公司（简称二滩水电）独家享有雅砻江全流域开发权。根据雅砻江水能资源开发规划，2012～2015年，雅砻江流域下游在建的1140万kW机组将陆续投产发电，预计到2025年，雅砻江流域开发全面完成，二滩水电将拥有发电装机容量约3000万kW。

国投电力设有10个职能部门，拥有投资企业28家（含受托管理企业），其中全资和控股25家投资企业。

国投电力二滩水电开发雅砻江的“一个主体一条江”的可持续开发模式对中国未来水电开发具有较强的示范效应。控股企业靖远第二发电有限公司创造了闻名行业内外的“靖远管理模式”，先后荣获“全国电力行业企业管理现代化创新成果一等奖”“第十二届国家级企业管理现代化创新成果一等奖”。2009年12月，中国首批光伏并网发电特许权示范项目，也是当时在建最大的光伏并网发电项目之一——国投1万kW敦煌光伏电站顺利投产发电。2009年11月，国投北疆发电厂循环经济项目建成，一期2×100万kW燃煤发电超超临界机组和20万t/d海水淡化装置竣工投产，成为泛渤海区域重要的电源点；项目首创“发电—海水淡化—浓海水制盐—土地节约整理—废物资源化再利用”五位一体的循环经济模式。

Guowang Beijing Jingji Jishu Yanjiuyuan

国网北京经济技术研究院 （State Power Economic Research Institute） 简称国网经研院。是国家电网公司从事电网规划和工程设计技术归口管理的直属科研单位，注册资本金3526.8万元，主要业务是研究编制国家电网和区域电网发展规划，评审省级电网发展总体规划和专项规划；牵头国家电网公司重大工程方案论证和（预）可行性研究，承担直流工程的成套设计，承担330kV及以上和跨省电网项目可行性研究内审，承担330kV及以上电压等级电源接入系统设计内审，承担220kV及以上电网项目初步设

计评审、结算监督及定额管理；开展电网工程科研、标准编制及数据信息管理等业务，对省级经研院提供技术指导，归口协调外部设计单位。

国网经研院成立于1999年。原名国电动力经济研究中心，由北京动力经济研究所、中国电力科学研究院技术经济研究所和电力工业部南方四省区能源战略规划项目办公室合并组建；2006年改为现名；2009年，国家电网公司对国网经研院进行业务重组，将软科学研究的相关业务和人员从国网经研院分离组建国网能源研究院。2012年，北京网联直流工程技术有限公司、北京国电通信工程设计院有限公司、《电力建设》杂志社并入国网经研院。

国网经研院设有输电网规划中心、配电网规划设计中心、智能化及通信中心、设计咨询中心、直流技术咨询中心、技术经济中心（承担国家电网公司定额站办公室职能）、工程数据中心、《电力建设》杂志社、徐州勘测设计中心、设备监造中心等业务部门。子公司3个，为北京华建网源电力设计研究所、北京国电通信工程设计院有限公司、北京网联直流工程技术有限公司；挂靠单位1个，为中国电机工程学会热电专业委员会。

国网经研院建有国家能源特高压直流工程成套设计研发（实验）中心、国家电网公司一体化电网规划设计信息平台、工程设计评审平台、电网工程技术经济研究实验室、实时数字仿真实验室。

国网经研院在电网规划方面具备组织完成包括主网架规划、配电网规划、通信网规划、电网智能化规划等有关电网规划的能力。完成《国家电网公司“十二五”电网规划》。±1000kV及以上特高压直流工程系统方案论证、试验示范工程扩建系统方案优化研究、皖电东送工程方案优化及配套电源接入方式选择、《国家电网风电接入管理办法》等16项重大咨询建议被国家电网公司采纳。承担编制《配电网规划管理规定》《配电网设计内容深度规定》等配电网工程设计与建设标准体系。推进分布式电源、微电网相关标准的制定和技术研发。

在项目评审方面2007年起开展项目评审，2012年上半年，承担国家电网公司全部330kV及以上工程可行性研究的内审、220kV规模以上工程可行性研究评审，承担国家电网公司330kV及以上工程初设评审任务的64%，220kV规模以上工程初设评审任务的53%。2009～2012年上半年，共完成各类项目评审1045批次，评审项目投资6245亿元，核减投资额351亿元，核减比例5.3%。

在工程设计方面具备独立牵头国家电网公司全部特高压工程设计工作，具备完成国家电网公司全部±800kV和±1100kV特高压直流输电工程成套设计能力，可独立承担500kV输变电工程设计。组织完成哈密南—郑州等5个特高压直流工程预可行性研究、锡盟—南京等2个特高压工程可行性研究设计，牵头开展哈密南—郑州、溪洛渡—浙西特高压直流线路工程设计工作。独立完成三峡—上海等4个±500kV直流工程、灵宝等5个背靠背直流工程、宁东—山东±660kV直流工程以及向家坝—上海、锦屏—苏南、哈密南—郑州、溪洛渡—浙西±800kV特高压直流工程成套设计，开展舟山多端柔性直流科技示范工程（预）成套设计。完成连云港北等多项500kV输变电工程设计。

在相关科研工作方面围绕电网规划、设计等核心业务开展重大科技专项研究。牵头开展“大电网构建关键技术”“新一代智能变电站研究”等国家电网公司重大课题，完成“风电场电气系统典型设计研究”“国家电网构建模式及安全性研究”等数十个国家电网公司重大科技项目。拥有8项发明专利和18项软件著作权，主导编写《高压直流输电系统设计导则》国际标准。

截至2012年7月，国网经研院有73个项目获国家级、省部级科学技术进步（成果）奖，其中“三峡输电系统工程”获2010年国家科学技术进步奖一等奖，“国家电网总体规划设计（2008年版）”“直流输电电压等级序列研究”获国家电网公司科技进步特等奖，“国家电网提高输送能力的研究与实施”获2006年中国电力科学技术奖一等奖，“直流输电系统成套设计研究”获2007年度中国电力科学技术二等奖，“七个千万千瓦级风电基地输电系统规划设计”获2011年电力行业优秀工程咨询成果一等奖。

Guowang Dianli Kexue Yanjiuyuan

国网电力科学研究院 (State Grid Electric Power Research Institute，SGEP) 简称国网电科院。国家电网公司直属综合性科研单位，2008年5月由国网南京自动化研究院和国网武汉高压研究院重组成立，主要从事电力系统自动化、交直流高电压技术、通信与信息工程、电力一次设备及其智能化、电力电子、水利水电工程测控、轨道交通及工业控制技术的研究、开发和应用。企业本部位于江苏省南京市。

国网南京自动化研究院成立于1973年，经历了南京自动化研究所、电力工业部电力自动化研究院、国家电力公司自动化研究院、国电自动化研究院四个发展阶段。国网武汉高压研究院成立于1974年，经历了武汉高压研究所、国家电力公司武汉高压研究所、国网武汉高压研究院三个发展阶段。

国网电科院为促进科研成果产业化，于1985年创立了高新技术产业平台——南京南瑞自动化公司，后更名为南京南瑞集团公司（简称南瑞集团），实行一体化运行和管理，在南京、北京、武汉、合肥等10多个地区建立了科研和产业基地，在区域电网中心城市设立了营销及工程服务中心。国网电科院是国家发展和改革委员会设立的“电力系统自动化-系统控制和经济运行国家工程研究中心”、科学技术部设立的“国家电力自动化工程技术研究中心”、国家质量监督检验检疫总局设立的“国家高电压计量站”、国家能源局设立的“国家能源太阳能发电研发（实验）中心”的依托单位。设有“电力工业电力系统自动化设备质量检测中心”“电力工业电气设备质量检测中心”和“电力工业通信设备质量检测中心”。南瑞集团是第二批国家创新型企业，具有计算机信息系统集成一级资质，是“国家火炬计划重点高新技术企业”“中国软件百强企业”和“中国自主品牌软件十强企业”，被评为“中国十大创新软件企业”和“国家认定企业技术中心”。由南瑞集团公司发起设立的“国电南瑞科技股份有限公司”在上海证券交易所上市（股票代码600406）。

国网电科院实行院长负责制，下设14个职能部门、9

个研究单位、16个产业公司，设有研究生部及博士后科研工作站。拥有中国工程院院士4人，国家级有突出贡献中青年专家2人，“新世纪百千万人才工程”国家级人选4人。

国网电科院构建了以研究中心为统领、研究所为骨干、产业公司研发中心为基础、外部力量为协同的研发体系，拥有以特高压交流试验基地、电力自动化技术实验验证中心为代表的一批设施先进的尖端技术试验基地，取得了一批具有国际先进水平、支撑和引领行业发展的科技成果，556项科研成果通过省、部级技术鉴定；66项科研成果获国家级科技奖励，其中国家科技进步一等奖5项，国家技术发明二等奖3项；483项科研成果获省、部级科技奖励，其中特等奖1项，一等奖59项；获专利授权478项，4项专利获中国优秀专利奖。在国际上首创完整的电力系统安全稳定量化分析与控制研究应用体系，全过程参与中国500、750、1000kV三个电压等级的论证、输变电关键技术研究和示范工程建设，奠定了中国超、特高压输电技术研究的基础。

国网电科院产业覆盖电力一次、二次及新兴能源产业领域，并拓展到轨道交通、水利、石化、冶金、造纸等行业。形成了电网监控、继电保护、水电自动化、信息通信、高压电器和智能一次设备等优势明显、主营业务突出的产业群，拥有40余个序列200多个具有自主知识产权的高新技术产品，市场覆盖全国各地，产品出口到欧美、亚非等20多个国家和地区。多数产品在中国的市场占有率达到30%，其中高端产品市场占有率超过50%。2012年，国网电科院新签合同额425亿元，实现营业收入286.9亿元，资产总额389.19亿元。

2012年2月，国家电网公司统筹推进直属科研产业单位的重组整合，将国网电科院的科研及检测机构划入中国电力科学研究院（简称中国电科院），将中国电科院的大部分产业和国家电网公司信息通信分公司的全部产业划入国网电科院。

Guowang Nengyuan Yanjiuyuan

国网能源研究院 （State Grid Energy Research Institute） 简称国网能源院。国家电网公司从事软科学研究及重大决策咨询服务的全资子公司，注册资金6000万元人民币。业务范围涉及能源电力发展与能源经济研究、能源体制机制与政策研究、电网电源协调发展与智能化研究、企业战略与经营管理研究等4大研究领域，覆盖了能源电力与经济社会发展关系研究等28个专业研究方向。在电力行业规划、能源与环保、电力供需分析、企业战略与管理、体制改革与电力市场、智能电网、新能源、财会审计、电力价格和能源统计与分析等领域具有研究优势。

国网能源院的前身是1984年成立的北京水利电力经济研究所（1995年更名为北京动力经济研究所），1999年与中国电力科学研究院技术经济研究所等机构合并组建国家电力公司动力经济研究中心，后更名为国电动力经济研究中心，2006年更名为国网北京经济技术研究院。2009年8月，根据国家能源发展和国家电网公司发展的需要，国家电网公司批准国网北京经济技术研究院实施业务分立，以软科学研究力量为主组建国网能源院。2009年10月25日，国网能源院正式挂牌成立。

国网能源院设有7个业务部门，包括企业战略研究所、能源战略与规划研究所（国家电网公司科技项目咨询中心、《能源技术经济》杂志社）、经济与能源供需研究所、智能电网研究所、新能源与统计研究所（“能源观察网”编辑部）、企业管理咨询研究所和财会与审计研究所；代管机构2个，包括国网人才评价中心、国家电网公司电力前期工作周转金管理中心（与财务资产部合署办公）；在海外高层次引进人才创新创业团队的基础上组建“能源决策支持技术研发中心”；职能部门5个和子公司1个（北京兴业动经科技有限公司）。

国网能源院拥有3个软科学研究实验室。电力供需研究实验室填补了国内空白，被命名为“国家电网公司重点实验室”，纳入国家能源局“中国能源预测预警系统”建设体系；国家电网公司经营与财务仿真实验室被命名为“国家电网公司实验室”；能源研究实验室开发具有自主知识产权的软件包，在输煤输电比较、清洁能源发展规划研究中发挥了有效作用。依托海外高层次引进人才创新创业团队，开展了“清洁能源发展战略决策支持系统”和“智能电网战略实施决策支持系统”两个决策支持研究工具的研发工作。

国网能源院自成立以来，承担研究咨询项目900余项，其中“国家电网公司促进清洁能源发展方式研究”“输煤输电综合比较研究”“2030中国电力需求与电气化规划研究”“电网输配电价传导机制研究”和“国家电网公司资产全寿命周期管理研究”等国家电网公司委托项目700余项；完成“电力改革重大问题系统深化研究”“国家电网公司科学的管控模式和管理机制研究”“‘十二五’能源发展格局及电网功能作用研究”等国家电网公司2011年十项重大战略课题；受国家发展和改革委员会、国家能源局、国务院国有资产监督管理委员会等政府部门委托，承担“十二五”能源电力规划及多项重大问题研究任务以及“中国智能电网发展模式及实施方案研究”和“风电接入电网和市场消纳研究”等70余项课题。

国网能源院与国际能源署（IEA）、西门子公司、麻省理工学院（MIT）等国际知名机构、企业和高等院校开展相关合作研究，创办并运营能源观察网（www.chinaero.com.cn）。



Hainan Sheng dianli gongye

海南省电力工业 (electric power industry in Hainan Province) 海南省位于中国的最南端，行政区域包括海南岛、西沙群岛、中沙群岛、南沙群岛的岛礁及其海域，是中国国土面积（陆地面积加海洋面积）最大的省。陆域总面积约 3.54 万 km^2（包括南岛和西沙、中沙、南沙群岛），陆域主体部分的海南岛是仅次于台湾岛的中国第二大岛；海域总面积约 200 万 km^2。2012 年常住人口为 887 万人。

海南省电力工业始于 1914 年。该年 8 月由华侨商人合资在海口创办了海南第一家电力企业——海口华商有限公司（1923 年改名为海口市启明电灯有限公司），装有一台英国产 55kW 的柴油机组。至 1949 年底，发电装机容量仅 1270kW，年发电量约 60 万 kW·h，人均年用电量仅 0.24kW·h。1949 年后，海南省电力工业得到了较快恢复和发展。尤其是海南建省办经济特区后，海南省电力工业以超常速度发展。

海南省的一次能源主要有水能、褐煤、油页岩、石油、天然气、风能、潮汐、太阳能等。水能资源主要集中在海南岛上的南渡江、昌化江、万泉河等河流，大小河流水能理论蕴藏量约 100 万 kW，可开发量约 65 万 kW，年发电量约 26 亿 kW·h；褐煤和油页岩资源主要分布在琼山市的长昌地区和儋州市的长坡地区；石油和天然气资源主要分布在澄迈县和琼东南盆地；风能资源主要分布在东方市和西沙及南沙群岛等地；地热资源以热水型为主，主要在保亭黎族苗族自治县、万宁市、儋州市、三亚市和琼海市；潮汐资源主要分布在海南岛的沿海港湾和西沙、南沙群岛等沿岸；太阳能资源主要分布在海南岛的西部、南部地区和西沙、南沙群岛等地。

电源建设 1988 年建省时，海南省发电装机容量为 39.6 万 kW。作为全国最大的经济特区，海南建省后国民经济和社会迅速发展。为了满足社会经济发展对电力的需求，相继建成了海口（马村）电厂一、二期工程，大广坝水电工程，清澜电厂，洋浦电厂，南山电厂，南风水电站等电源项目。截至 1995 年底，海南省发电装机容量 151.9 万 kW。2005 年底，全省发电装机容量为 211.5 万 kW。

2009 年 12 月 6 日，华能东方电厂一期工程 2 台 35 万 kW 机组建成投产；2010 年底，二期工程正式开工，在一期工程的扩建端再建成 2 台 35 万 kW 超临界燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫、脱硝装置，华能东方电厂将成为海南省单机容量最大、高效、节能、环保的火力发电厂，承担海南省主力电源的任务。2010 年 4 月 25 日，中国最南端的核电厂——海南昌江核电厂在昌江县开工建设，成为海南历史上投资最大的能源项目，共建设 4 台大型核电机组，能够解决海南省长期电力供需紧张局面。至 2012 年底，海南省发电装机容量已达 501.6 万 kW，其中水电装机 81.6 万 kW，火电 388 万 kW，风电 30 万 kW，太阳能发电 2 万 kW。年发电量为 211 亿 kW·h，其中水电发电量 24 亿 kW·h，火电发电量 182 亿 kW·h，风电发电量 4.7 亿 kW·h，太阳能发电量 0.3 亿 kW·h。

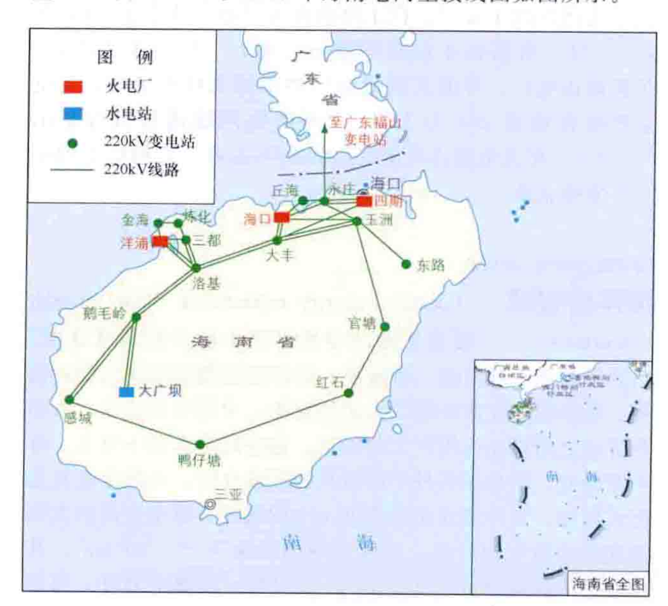
电网建设 2009 年以前，海南电网是孤立的海岛电网，截至 1987 年底，全省 110kV 变电站 4 座，容量 13.8 万 kV·A，输电线路长度约 681km；35kV 变电站 35 座，容量 11.88 万 kV·A，线路长度 551km；初步形成南北贯通的 110kV 电网。

1990 年建成投产马村—永庄 220kV 线路，建成了永庄、鸭仔塘、鹅毛岭、玉洲、洛基 5 座 220kV 变电站和北起海口、沿西部工业走廊贯穿至三亚的 220kV 主干网架。建成了一批 110kV 和 35kV 输变电工程项目，110kV 及 35kV 供电网络基本覆盖海南省各市县。

2001～2005 年，海南电网建设进入新一轮高潮，建成红石、大丰、官塘、东路、罗带等 220kV 输变电工程项目，同时建设一批 110kV 及 35kV 输变电工程，2005 年实现海南 220kV 环网运行，电网结构大为加强。

2007 年 1 月，随着东路—官塘 220kV 线路建成投产，海南电网形成了较为坚强的小“日”字形主网架结构。2009 年 6 月 30 日，亚洲第一、世界第二的超高压、长距离、较大容量跨海电力联网工程——500kV 海南联网工程正式投运，海南省“电力孤岛”的历史由此结束，海南电网供电质量得以改善，电网运行的安全可靠性大大提高。

2011 年 11 月 18 日，海南电网东部 220kV 双环网工程正式竣工投产，标志着海南电网 220kV 主网架结构实现从“单环网”到“双环网”的历史性跨越。至 2012 年底，海南省 35kV 及以上电压等级的输电线路 7998km，变电设备容量 1268 万 kV·A。2013 年海南电网主接线图如图所示。



海南电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

用电状况　截至1995年，海南省全社会用电量为31.88亿kW·h，比1987年增长283.17%，统调最高用电负荷54.2万kW，2000年，全社会用电量及最高用电负荷分别达到40.99亿kW·h、67.7万kW，2005年底，全社会用电量及最高用电负荷分别达到82.19亿kW·h、123.9万kW。截至2012年底，海南省全社会用电量210.31亿kW·h，其中第一产业用电量达11.07亿kW·h，第二产业用电量达110.4亿kW·h，第三产业用电量达54.61亿kW·h，城乡居民生活用电量达34.23亿kW·h。

电力体制　1988年以前，海南是广东省的一个行政区，其电力管理体制、管理模式、管理方法等均是按照广东省电力工业局的部署和要求进行管理。1959年初，海南行政公署电业局成立，对海南电力工业的生产建设实行统一领导管理；同年末，海南行政公署电业局归并至海南机电局。1963年，海南行政公署电业局更名为海南电业局，划归广东省电业管理局直接领导，属企业编制。1981年1月，广东省海南行政区电力工业公司成立。1988年3月10日，在广东省海南行政区电力工业公司的基础上，合并海南自治州电力公司，成立海南省电力公司；6月1日，正式挂牌。1992年，增挂海南省电力工业局衔牌。1995年，海南电业股份有限公司在原海南省电力公司的基础上经过股份制改组而成，与海南省电力工业局实行政企脱钩，负责海南全省电网管理和建设。1997年，海南省电力工业局撤销，由其直接管理的发电企业全部移交并入海南电业股份有限公司。1999年3月，海南电业股份有限公司改名为海南省电力有限公司。2004年10月16日，海南电网公司正式挂牌成立。

海南电网公司是中国南方电网有限责任公司的全资子公司，负责经营南方电网在海南投资的国有电网资产，对海南电网实施统一规划、统一建设、统一调度、统一管理，承担国有资产的保值增值任务，直接为海南经济社会发展和人民生活提供电力供应和服务。海南电网公司本部设置17个职能部室、8个直属机构；下辖28个二级单位。

中国华能海南发电股份有限公司是中国华能集团公司在海南的区域子公司，位于海南省海口市，成立于2005年1月1日。所属企业包括华能海口电厂、华能东方电厂、华能南山电厂、华能文昌风电厂和华能戈枕水电站，发电总装机容量近204万kW，占海南电网统调装机容量的65.54%，年发电量占海南电网的80%左右，是海南电网的主力发电企业。

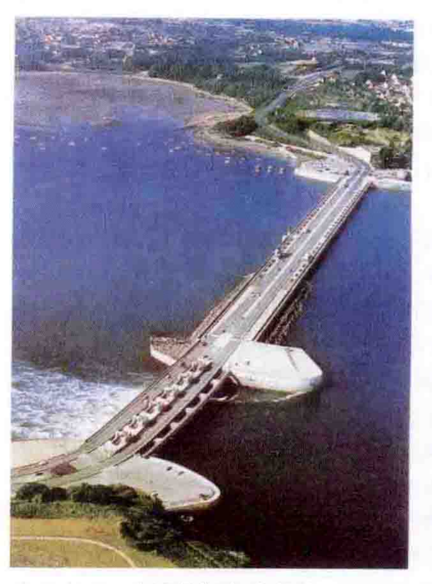
haiyangneng ziyuan

海洋能资源

（marine energy resources; ocean energy resources）　蕴藏在海洋中的可再生的天然能量来源。包括潮汐能、波浪能、海流能、海洋温差能和海洋盐度差能等。海洋能绝大部分源于太阳辐射能，少部分是地球、太阳和月球之间相互作用产生的能量，这些能量蕴藏于海上、海中和海底，可采用各种手段将其转换成电能、机械能或其他形式的能。海洋能还包括海面上空的风能、海水表面的太阳能和海里的生物质能。地球表面积约为5.10×10^{8}km²，其中海洋面积达3.61×10^{8}km²，占71%。以海平面计，海洋的平均深度为380m，整个海水的容积多达1.37×10^{9}km³。海洋能蕴藏量巨大，约有750亿kW的总功率。其中，波浪能700亿kW，温差能20亿kW，海流能10亿kW，盐度差能10亿kW。但其分布不均、密度低，能量多变、不稳定。较稳定的有温差能、海流能和盐度差能。潮汐能和潮流能不稳定，但变化有规律。

海洋能属于清洁能源，沿海各国特别是美国、俄罗斯、日本、法国等都非常重视海洋能的开发利用。从实际情况看，潮汐能发电技术已比较成熟；利用波浪能、温差能、盐度差能等发电还不成熟，正处于研究试验阶段。从发展趋势来看，海洋能必将成为沿海国家，特别是沿海发达国家的重要能源之一。

潮汐能　从海水面昼夜间的涨落中获得的能量。包括潮差和潮流两种运动方式产生的能量，是永恒的、无污染的能量。世界上潮差的较大值为13～15m，一般说来，平均潮差在3m以上就有实际应用价值。发电是利用潮汐能的一种重要方式。潮汐能发电是利用海湾、河口等有利地形，建筑水堤，形成水库，以便于大量蓄积海水，并在坝中或坝旁建造潮汐能发电站，通过水轮发电机组进行发电。国际能源署（IEA）统计表明2008年世界潮汐能发电量为5亿kW·h，主要是在法国（法国朗斯潮汐电站如图所示）。中国浙江和福建两省已建潮汐能发电站的发电装机容量为5930kW，年发电量1021万kW·h。


法国朗斯潮汐电站

据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》数据，世界海洋潮汐能达22万亿kW·h/a，其中经济可开发量仅2000亿kW·h/a。可开发潮汐能资源50%以上分布在加拿大的芬迪湾、英国的布里斯托尔等海湾、法国的西北沿海岸、俄罗斯的鄂霍次克海沿海和中国的东南沿海。中国在20世纪80年代进行过潮汐能资源普查，统计技术可开发资源的装机容量为2157.5万kW，多年平均年发电量618.7亿kW·h，分布见表。

中国潮汐能技术可开发资源分布

省（自治区、直辖市）	平均潮差（m）	装机容量（万kW）	年发电量（亿kW·h）	比重（%）
全国合计		2157.5	618.7	100.0
辽　宁	2.57	58.6	16.1	2.6
河北、天津	1.01	0.5	0.09	
山　东	2.36	11.8	3.6	0.6
江苏、上海	1.6～5.7	0.1	0.04	
长江口北支	3.04	70.4	22.8	3.7
浙　江	4.29	880.3	264.1	42.7

续表

省（自治区、直辖市）	平均潮差（m）	装机容量（万 kW）	年发电量（亿 kW·h）	比重（%）
福　建	4.20	1032.2	283.9	45.8
广东、海南	1.38	64.9	17.2	2.8
广　西	2.46	38.7	10.9	1.8

波浪能　波浪运动产生的能量（包括动能和势能）。波浪的能量与波高的平方、波浪的运动周期以及迎波面的宽度成正比。波浪能是由风把能量传递给海洋而产生的，能量的传递速率与风速有关，也和风与水相互作用的距离有关，属于能量最不稳定的一种海洋能。台风导致的巨浪功率密度可达每米迎波面数千千瓦，波浪能丰富的欧洲北海地区的年平均波浪功率密度为20～40kW/m，中国海岸大部分的年平均波浪功率密度为2～7kW/m。

世界可开发利用的波浪能资源，专家估算有25亿kW，其中在条件较好的沿海地区超过20亿kW，主要分布在英国沿海、美国西部沿海和新西兰南部沿海。中国浙江省、福建省、广东省和台湾省沿海也是波浪能较丰富的地区。据沿海海洋观测台站资料估算，中国沿海理论波浪能年平均功率约为0.13亿kW，其中1/3在台湾省。波浪能可用于发电，也可用于输送和抽运水、供暖、海水脱盐和制造氢气。总体上说，波浪能的开发利用还处于研究阶段。

温差能　海洋表层海水和深层海水之间水温差的热能。温差能估算其总蕴藏量为20亿kW。利用温差能可以实现热力循环并发电。但由于这种能量密度低，利用效率仅为3%左右；利用时换热面积大，投入费用高；而且资源丰富的海区都很遥远，因而可以利用的能源量非常小。

海流能　海洋中海流蕴藏的动能。这种能量与流速的平方和流量成正比。一般来说，最大流速在2m/s以上的水道，海流能有实际开发价值，估算总蕴藏量在10^8kW量级。中国属于世界上海流能功率密度最大的地区之一。据估算，中国沿海海流能的年平均功率理论值约为1.4×10^7kW，以辽宁、山东、浙江、福建和台湾等省沿海的海流能较为丰富，特别是浙江省舟山群岛的金塘、龟山和西堠门水道，平均功率密度在20kW/m^2以上，开发环境和条件较好。

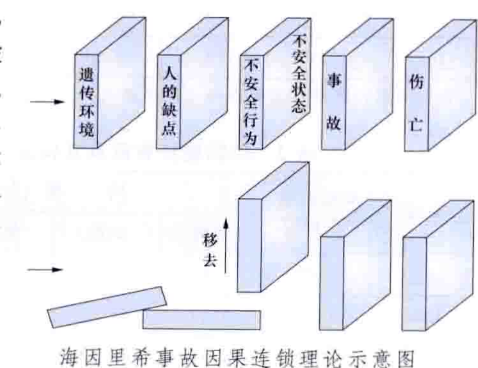
盐度差能　海水和淡水之间或两种含盐浓度不同的海水之间的化学电位差能。盐度差能是能量密度最大的一种海洋能，主要存在于河海交接处。一般海水含盐度为3.5%时，其和河水之间的化学电位差有相当于240m水头差的能量密度。理论上，如果将这种能量利用起来，从河流流入海中的每立方英尺（$1ft^3=0.028\ 316\ 8m^3$）的淡水可发电0.65kW·h。一条流量为$1m^3/s$的河流的发电输出功率为2340kW。估算世界各河口区的盐度差能总蕴藏量达300亿kW，可利用量有26亿kW。估计中国的盐度差能可利用量为1.1亿kW，主要集中在各大江河的出海处。盐度差能的研究以美国和以色列的研究为先，总体上处于实验室水平。

Haiyinlixi shigu yinguo liansuo lilun

海因里希事故因果连锁理论

（Heinrich's Dominos theory）　事故是由一系列事件相继发生的结果造成的系统性结论，又称海因里希模型或多米诺骨牌理论。该理论是事故致因理论之一。该理论认为伤亡事故的发生不是一件孤立的事件，尽管伤害可能在某瞬间突然发生，却是一系列事件相继发生的结果。

海因里希事故因果连锁理论由美国安全工程师W. H. 海因里希（W. H. Heinrich），于1931年在其《工业事故预防》一书中提出。海因里希借助多米诺骨牌形象地描述了事故的因果连锁关系，即事故的发生是由一连串事件按一定顺序互为因果依次发生的结果所造成的，如同一块骨牌倒下，则将发生连锁反应，使后面的骨牌依次倒下。如果移去事故因果连锁中的任一块骨牌，则连锁被破坏，事故过程即被中止（见图）。依据该理论，企业安全工作的重点就是移去"中间的骨牌"，防止人的不安全行为或消除物的不安全状态，从而中断事故连锁的进程，避免伤害的发生。



海因里希事故因果连锁理论示意图

海因里希事故因果连锁理论建立了事故致因的事件链这一重要概念，开创了事故系统观的先河，促进了事故致因理论的发展，成为事故研究科学化的先导。其不足是，海因里希认为即使有些事故是由于物的不安全状态引起的，其不安全状态的产生也是由于人的错误所致，表现出时代的局限性。美国的F. 博德（F. Bird）、E. 亚当斯（E. Adams）等人都对该理论进行了进一步的修改，使因果连锁的理论得以进一步发展。

Hanguo dianli gongye

韩国电力工业

（electric power industry in Republic of Korea）　大韩民国，简称韩国，地处亚洲大陆东北部，朝鲜半岛南端，北与朝鲜接壤，西与中国隔海相望，东部和东南部与日本隔海相邻。国土面积10.021万km^2，2011年底人口约为5000万人。韩国能源资源蕴藏较少，根据英国石油公司统计数据，截至2011年底，其煤炭探明可开采储量为12 600万t。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，韩国经济可开发水能资源量为190亿kW·h/a。

发电量及其构成　20世纪90年代以来，韩国火电比重呈逐年增长趋势。2011年发电量为5233亿kW·h，其中水电78亿kW·h，占1.49%；火电3585亿kW·h，占68.51%；核电1547亿kW·h，占29.56%；风电等其他发电量为23亿kW·h，仅占0.44%。表1给出韩国发电量及其构成。

装机容量及其构成　截至2011年底，韩国装机容量为8465万kW，其中水电642万kW，占7.58%；火电5830万kW，占68.87%；核电1872万kW，占22.11%；其他发电装机容量103万kW，占1.43%。表2为韩国装机容量

及其构成。表 3 为韩国主要发电厂。

表 1　韩国发电量及其构成

年份	发电量(亿 kW・h)	构　成(%)			
		水电	火电	核电	其他
1990	1054	6.07	43.74	50.19	0
2000	2901	1.93	60.50	37.57	0
2005	3894	1.34	60.91	37.70	0.05
2008	4464	1.25	64.76	33.83	0.16
2009	4545	1.23	65.94	32.52	0.31
2010	4995	1.30	68.57	29.75	0.38
2011	5233	1.49	68.51	29.56	0.44

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表 2　韩国装机容量及其构成

年份	装机容量(万 kW)	构　成(%)			
		水电	火电	核电	其他
1990	1963	6.83	56.39	36.78	0
1995	3218	9.60	63.61	26.79	0
2000	4845	5.87	68.58	25.55	0
2005	6654	5.83	68.18	25.82	0.17
2008	7986	6.90	70.10	22.19	0.81
2009	8061	6.85	70.08	21.98	1.09
2010	8470	6.53	71.30	20.92	1.25
2011	8465	7.58	68.87	22.11	1.43

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表 3　韩国主要发电厂

类别	电厂名称	装机容量(万 kW)
火电厂	唐津	400
	保宁	400
	泰安	400
	河东	400
核电厂	灵光	590
	古里	313.7
	蔚珍	590
	月城	277.9

资料来源：韩国电力公司《韩国电力统计年报》。

电网　韩国的输配电业务全部由韩国电力公司经营管理。韩国电网是一个岛屿系统，没有与其他国家互联，主干电网的输电电压等级为 765kV 和 354kV，地区电网输电电压等级为 154kV 和 66kV，配电电压等级为 22kV。66kV 电压等级正逐步被更高等级电压线路替代。韩国电力公司还拥有一条 ±180kV 双回海底高压直流输电线路，用于连接济州岛电网。2010 年，韩国有输电线路 30 676km，其中 765kV 输电线路 835km，345kV 输电线路 8580km。韩国输电线路情况见表 4，韩国变电容量情况见表 5。

技术经济指标　韩国火电和核电比重较大，发电设备平均利用小时较高，2000 年以来保持在 5498～5897h。由于国土面积较小，韩国线路损失率较低。近 10 年来，韩国气电比重有所增加，发电比重接近 20%，厂用电和煤耗相对较低且呈下降趋势。表 6 为韩国电力工业主要技术经济指标。

表 4　韩国输电线路情况（km）

年份	765kV	345kV	154kV	66kV	直流180kV	合计
1995		5952	13 530	3192		22 674
2000	595	7281	16 747	1727	232	26 582
2005	662	7990	19 191	567	232	28 642
2008	755	8391	20 298	335	231	29 929
2009	755	8552	20 469	250	231	38 885
2010	835	8580	20 780	250	231	30 676

资料来源：韩国电力公司《韩国电力统计年报 2011》。

表 5　韩国变电容量情况（MV・A）

年份	765kV	345kV	154kV	66kV	22kV	合计
1995		36 507	47 059	1939	456	85 961
2000		53 115	70 886	1441	258	125 700
2005	21 111	84 381	102 168	590	254	208 505
2008	23 114	99 594	116 388	394	79	239 570
2009	24 115	104 595	118 643	354	79	24 7786
2010	29 116	111 597	123 226	356	78	264 373

资料来源：韩国电力公司《韩国电力统计年报 2011》。

表 6　韩国电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	5146	5801	5498	5852	5590	5638	5897
其中：水电	2718	1771	1782	1336	1011	1023	1171
火电	4535	5608	4905	5230	5166	5307	5674
核电	6944	7780	7944	8546	8521	8341	8388
其他				1283	1091	1430	1538
厂用电率（%）	4.84	4.08	4.56	4.26	3.99	4.29	3.82
线路损失率（%）	3.67	4.91	6.97	3.69	3.78	3.90	3.78
发电标准煤耗[g/(kW・h)]*	332	322	311	302	301	303	301

* 公用电业数据。

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成　2010 年韩国用电量为 4584.5 亿 kW・h，其中工业用电量占 51.7%，商业、服务业用电量占 32.2%，交通运输业用电量占 0.5%，居民生活用电量占 13.4%，农业和渔业用电量占 2.2%。表 7 为韩国用电量及其构成。

表 7　韩国用电量及其构成

年份	用电量(亿 kW・h)	构　成(%)				
		工业	商业、服务业	居民生活	交通运输业	农业和渔业
1990	944	61.22	17.36	18.79	1.07	1.55
1995	1822	61.37	20.36	15.54	0.88	1.85
2000	2335	54.36	29.18	13.32	0.87	2.27
2005	3577	51.44	31.65	14.23	0.73	1.96
2006	3713	51.04	32.18	14.14	0.67	1.97

续表

年份	用电量（亿 kW·h）	构 成（%）				
		工业	商业、服务业	居民生活	交通运输业	农业和渔业
2007	3927	51.44	32.14	13.80	0.64	1.99
2008	4080	51.16	32.47	13.78	0.54	2.05
2009	4147	50.24	33.12	13.91	0.52	2.21
2010	4585	51.70	32.20	13.40	0.50	2.20

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构　韩国电力公司是韩国唯一的从事发、输、配、售电业务的股份公司，占有韩国发电装机容量的91%和发电量的95%。韩国电力公司拥有韩国主要火电厂和全部核电厂。截至2010年底，韩国电力公司火电装机占其总装机的比重为66.8%，核电装机占比为24.1%。1993年起，韩国政府对电力部门进行机构改革和私有化，将韩国电力公司8%的股份出售给了外商。1999年，韩国工商能源部公布了电力工业改革方案。按照改革计划，2001年4月开始进行发、输电分离的体制改革，韩国电力公司重组，从中剥离的水电核电公司及东南、中部、西部、南部、东西部等6家发电公司成为全资子公司，独立经营，但股份几乎全部由韩国电力公司控制。韩国电力公司负责输电、配电和售电业务。2003年以来，受2003年美加"8·14"大面积停电事件及其他进行电力改革国家电价上涨、电力投资短缺等负面因素的影响，韩国政府成立了一个由电力委员会、电力公司、专家等组成的联合调查组，对输电和配电分离的可行性进行研究。2004年6月，政府决定停止从韩国电力公司分离配电和零售业务，改为引入独立事业部制，通过重组进行内部竞争。

hangye biaozhun

行业标准　(professional standard)　由行业标准化团体或机构批准、发布，并在全国性的某行业范围内统一实施的标准。它是标准的一个级别。按照《中华人民共和国标准化法》规定：对没有国家标准而又需要在全国某个行业范围内统一的技术要求，可以制定行业标准。在中国，行业标准由有关行业行政主管部门制定，并经国务院标准化行政主管部门备案，在全国某一行业范围内统一实施。电力、机械、水利、能源、煤炭、电子、建筑、化工、冶金、轻工、纺织、交通、农业、林业等行业都有行业标准。

在中国，行业标准通常由行业行政主管部门委托该行业标准化归口部门（行业组织）统一管理。行业标准化的归口部门及其所管理的行业标准范围，由行业行政主管部门提出申请，国务院标准化行政主管部门审查确定，并公布该行业标准涵盖的技术领域、标准代号等。电力行业标准由国家能源局负责管理，委托中国电力企业联合会具体组织制定。

行业标准编号由行业标准的代号、行业标准发布的顺序号和行业标准发布的年号构成。中国行业标准代号如表所示。

中国行业标准代号表

序号	标准类别	标准代号	行政主管部门	标准组织制定部门
1	安全生产	AQ	国家安全生产监督管理总局	国家安全生产监督管理总局
2	包装	BB	工业和信息化部	中国包装总公司
3	船舶	CB	工业和信息化部	中国船舶工业集团公司
4	测绘	CH	国家测绘地理信息局	国家测绘地理信息局
5	城镇建设	CJ	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部
6	新闻出版	CY	国家新闻出版广电总局	国家新闻出版广电总局
7	档案	DA	国家档案局	国家档案局
8	地震	DB	中国地震局	中国地震局
9	电力	DL	国家能源局	中国电力企业联合会
10	地质矿产	DZ	国土资源部	国土资源部
11	核工业	EJ	工业和信息化部	中国核工业集团公司
12	纺织	FZ	工业和信息化部	中国纺织工业联合会
13	公共安全	GA	公安部	公安部
14	供销	GH	中华全国供销合作总社	中华全国供销合作总社
15	国军标	GJB	工业和信息化部	中国人民解放军总装备部、总后勤部
16	广播电影电视	GY	国家新闻出版广电总局	国家新闻出版广电总局
17	航空	HB	工业和信息化部	中国航空工业集团公司
18	化工	HG	工业和信息化部	中国石油和化学工业联合会
19	环境保护	HJ	环境保护部	环境保护部
20	海关	HS	海关总署	海关总署
21	海洋	HY	国家海洋局	国家海洋局
22	机械	JB	工业和信息化部	中国机械工业联合会
23	建材	JC	工业和信息化部	中国建筑材料联合会
24	建筑工业	JG	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部
25	建工行标	JGJ	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部
26	金融	JR	中国人民银行	中国人民银行
27	交通	JT	交通运输部	交通运输部
28	教育	JY	教育部	教育部
29	旅游	LB	国家旅游局	国家旅游局
30	劳动和劳动安全	LD	人力资源和社会保障部	人力资源和社会保障部
31	粮食	LS	国家粮食局	国家粮食局
32	林业	LY	国家林业局	国家林业局
33	民用航空	MH	中国民用航空局	中国民用航空局

续表

序号	标准类别	标准代号	行政主管部门	标准组织制定部门
34	煤炭	MT	国家能源局	中国煤炭工业协会
35	民政	MZ	民政部	民政部
36	能源	NB	国家能源局	国家能源局
37	农业	NY	农业部	农业部
38	轻工	QB	工业和信息化部	中国轻工业联合会
39	汽车	QC	工业和信息化部	中国机械工业联合会
40	航天	QJ	工业和信息化部	中国航天工业总公司
41	气象	QX	中国气象局	中国气象局
42	国内贸易	SB	商务部	商务部
43	水产	SC	农业部	农业部
44	石油化工	SH	国家能源局	中国石油和化学工业联合会
45	电子	SJ	工业和信息化部	工业和信息化部
46	水利	SL	水利部	水利部
47	商检	SN	国家质量监督检验检疫总局	国家认证认可监督管理委员会
48	石油天然气	SY	国家能源局	中国石油和化学工业联合会
49	海洋石油天然气（10000号以后）	SY	国家能源局	中国海洋石油总公司
50	铁道	TB	交通运输部	交通运输部
51	土地管理	TD	国土资源部	国土资源部
52	铁道交通	TJ	交通运输部	交通运输部标准所
53	体育	TY	国家体育总局	国家体育总局
54	物资管理	WB	工业和信息化部	中国物流与采购联合会
55	文化	WH	文化部	文化部
56	兵工民品	WJ	中国人民解放军总装备部	中国兵器工业集团公司
57	外经贸	WM	商务部	商务部科技司
58	卫生	WS	国家卫生和计划生育委员会	国家卫生和计划生育委员会
59	文物保护	WW	国家文物局	国家文物局
60	稀土	XB	工业和信息化部	国家发展和改革委员会稀土办公室
61	黑色冶金	YB	工业和信息化部	中国钢铁工业协会
62	烟草	YC	国家烟草专卖局	国家烟草专卖局
63	通信	YD	工业和信息化部	工业和信息化部
64	有色冶金	YS	工业和信息化部	中国有色金属工业协会
65	医药	YY	国家食品药品监督管理总局	国家食品药品监督管理总局
66	邮政	YZ	国家邮政局	国家邮政局
67	中医药	ZY	国家中医药管理局	国家中医药管理局

haocha fenxi

耗差分析 （energy consumption analysis） 定量分析机组运行参数偏离基准值时对火力发电机组热经济性影响的方法，又称偏差分析。20世纪60年代末，西欧北美地区率先应用耗差分析，研究发电设备与系统的经济性指标变化规律。中国自20世纪80年代开始耗差分析的研究应用工作。耗差分析的关键在于运行参数基准值的确定和偏差值对机组热经济性的影响定量评价。

偏差值是基准值与实际值之差。基准值又称为目标值，通常根据制造厂设计资料（如参数的额定值）、变工况计算和热力试验确定；实际值指参与耗差分析的各项小指标的实际运行值，主要包括汽轮机侧的主蒸汽温度和压力、再热蒸汽温度、给水温度、凝汽器真空度和端差、凝结水过冷度、补水率等，锅炉侧的排烟温度、送风温度、过量空气系数、主蒸汽和再热蒸汽减温水量、煤粉细度，以及主要辅机（如送/引风机、循环水泵、给水泵、磨煤机、排粉风机、一次风机）的单耗等。

偏差值对机组热经济性影响的定量评价方法主要有基本公式法、热力学方法、修正曲线法、等效热降法等。基本公式法是采用机组热经济性计算的基本公式分别计算某一参数或性能指标变化前后的热经济指标，并进行比较得到。对于锅炉侧与厂用电设备的耗差分析采用基本公式法。热力学方法以热力循环为基础，计算热力循环的参数如主蒸汽压力、温度、排汽压力等发生变化时对机组热效率的影响值。修正曲线法是基于制造厂提供的性能修正曲线，评价热力参数发生变化时对机组热经济性能的影响值。等效热降法是以热平衡法为基础，在汽轮机进汽流量不变的条件下，求得热力系统参数（包括工质泄漏、加热器端差等）的变化对新蒸汽等效热降和循环吸热量的影响，进而得到机组热效率和煤耗率的变化。

参考书目

李青，公维平．火力发电厂节能和指标管理技术．北京：中国电力出版社，2006.

hetong guanli xinxi xitong

合同管理信息系统 （contract management information system） 对企业管理经营活动中涉及的各类合同的订立、履行、变更、终止、违约、索赔、争议处理等信息进行处理的计算机应用系统。对于电力企业，合同管理信息系统是电力市场技术支持系统的重要组成部分，不仅为电力合同的制定、管理和执行提供全过程的技术支持，还为电力市场技术系统中的运营管理、信息发布、结算等子系统提供信息。

功能模块 主要包括合同起草、合同审批、合同文件管理、结算管理、进度控制、合同变更、预警系统、报表输出、辅助决策等9个功能模块。

合同起草模块 提供合同示范文本库，起草人选择对应的合同范本，填写合同要素。合同示范文本只允许起草人填空，不允许修改固定条款格式。

合同审批模块　根据企业业务流程自定义软件中的合同审批流程，保存所有的审批意见，供评审人员参考，最后打印出合同审批单。

合同文件管理模块　管理所有与合同有关的文件，包括合同的原稿、变更文件、附图等内容，并将任意格式的电子版文档直接导入系统中。

结算管理模块　解决企业的资金管理问题，细化结算账款，及时安排资金调度及收回款项，由此来保证按时守信、合理充分地利用资金，降低执行风险。

进度控制模块　明确记录合同进度，并将其与计划情况进行对比，使决策者能够随时了解合同动态执行的情况、完成的程度和百分比，方便决策者调整进度，安排下一步的工作。

合同变更模块　记录合同变更的原因、影响，并将变更依据作为附件导入系统，提高变更过程管理的严谨性和自动性，实现有据可查、权责明晰。

预警系统模块　系统自动扫描并对所有快到期的结款、审批、收货、验收、付款等关键节点或事项进行预警，帮助企业提前做好财务规划和分析决策。

报表输出模块　从不同角度对系统数据进行统计分析，辅助经营决策，提供多样化的统计方式，自定义统计条件，并将统计结果以图形形式输出。

辅助决策模块　根据对市场未来供需状况和市场价格的预测，对未来的合同签订做出辅助决策，并根据现有的市场情况对已签订的合同进行评估，输出评估和决策的结果。

目的和作用　合同管理是企业经营管理工作中的重要内容。加强企业合同管理，对保障企业的合法权益、防范控制经营风险、促进项目的顺利进行、降低项目工程造价及提高企业效益等方面有着重要的意义。利用先进的信息技术，构建基于互联网的合同管理信息系统可以帮助企业集中管理合同数据，规范并优化与合同相关的作业流程，方便各参与方之间信息的共享，提高合同的管理效率，并能对合同执行情况进行实时动态控制，为决策者提供准确、及时、广泛的信息，从而提升企业的整体管理水平。

见业务应用管理信息系统、业务综合管理信息系统、电力交易管理信息系统、营销管理信息系统。

hetong nengyuan guanli

合同能源管理　(energy performance contracting, EPC)

以减少的能源费用支付节能项目成本的一种市场化运作节能机制和商业运作模式。节能服务公司（energy services company, ESCO）通过与客户签订节能服务合同，为客户提供一整套节能服务。在合同期间节能服务公司与客户分享节能效益，节能服务公司收回投资并获得合理的利润后合同结束，全部节能效益和节能设备归客户所有。客户不需要承担节能实施的资金、技术及风险，可以更快地降低能源成本，获得实施节能带来的收益，并可获取节能服务公司提供的设备。

合同能源管理的主要内容包括能源审计、项目方案设计、施工设计、项目融资、原材料和设备采购、工程施工、设备安装调试、运行保养维护和人员培训、节能量确认和保证等。合同能源管理的主要类型包括节能效益支付型、节能效益分享型、节能量保证型、能源费用托管型等。

20 世纪 70 年代中期，合同能源管理在市场经济国家逐步发展起来，而基于合同能源管理模式运作的专业化节能服务公司在美国、加拿大和欧洲迅速发展。1997 年合同能源管理模式引入中国，相关部门同世界银行、全球环境基金共同开发和实施了“世行/全球环境基金中国节能促进项目”，在山东、北京和大连开展试点。

见节能管理。

参考书目

孙红．合同能源管理实务．北京：中国经济出版社，2012.

中国节能协会节能服务产业委员会（EMCA）．合同能源管理．北京：人民法院出版社，2012.

Hebei Sheng dianli gongye

河北省电力工业　(electric power industry in Hebei Province)

河北省位于华北平原北部，东临渤海，西依太行山，环首都北京市和北方重要商埠天津市，西靠山西省，西北部及北部与内蒙古自治区接壤，北与辽宁省相连，东南部及南部与山东、河南两省交界。面积 18.77 万 km^2，2012 年底常住人口 7288 万人。河北省能源资源类型较多。至 2010 年末，查明煤炭资源储量为 167.45 亿 t，石油、天然气剩余经济可开采量分别为 2.32 亿 t 和 55.3 亿 m^3，可开发的水能资源为 120.6 万 kW，还有地热能、太阳能、风能等。

河北省电力工业始于 1891 年。该年，英国商人在唐山北宁铁路工厂建设了发电机组，装有蒸汽直流发电机（40kW）一台。1906 年，唐山开滦煤矿安装了 3 台 1040kW 发电机组，供煤矿自用电。至 1949 年，河北省发电装机容量为 10.24 万 kW，年发电量 25 430 万 kW·h。

电源建设　2012 年，河北省发电装机容量 4868 万 kW，其中火电 3999 万 kW，水电 179 万 kW，风电 675 万 kW。河北省发电量 2316.5 亿 kW·h，其中水电发电量 10 亿 kW·h，火电发电量 2178 亿 kW·h，风电发电量 126 亿 kW·h；发电设备年利用小时 5041h。最大的发电厂是华能上安电厂，装机容量 250 万 kW。2010 年河北省装机容量 100 万 kW 以上的发电厂如表所示。

2010 年河北省装机容量 100 万 kW 以上的发电厂（万 kW）

序号	厂　名	装机容量
1	华能上安电厂	250（2×30+2×35+2×60）
2	张家口发电厂	240（8×30）
3	国华定州发电有限公司	240（4×60）
4	河北国华沧东发电有限责任公司	240（4×60）
5	秦皇岛发电厂	165（3×30+1×32+2×21.5）
6	邯峰发电厂	132（2×66）
7	三河发电有限责任公司	130（2×35+2×30）
8	陡河发电厂	130（2×25+4×20）
9	河北西柏坡发电有限责任公司	120（4×30）

续表

序号	厂　名	装机容量
10	衡水电厂	120（4×30）
11	大唐国际王滩发电有限责任公司	120（2×60）
12	西柏坡第二发电有限责任公司	120（2×60）
13	国电河北龙山发电有限责任公司	120（2×60）
14	邢台电厂	104（2×22+2×30）
15	张河湾蓄能发电有限责任公司	100（4×25）

电网建设　河北电网分为南部电网和北部电网。南部电网由河北省电力公司管理，北部电网由冀北电力有限公司管理。

2012年底，河北省35kV及以上输电线路回路长度81759km，其中±660kV长度202km，500kV长度9066km，220kV长度17608km，110kV（含66kV）长度26752km，35kV长度28130km，电缆长度805km。

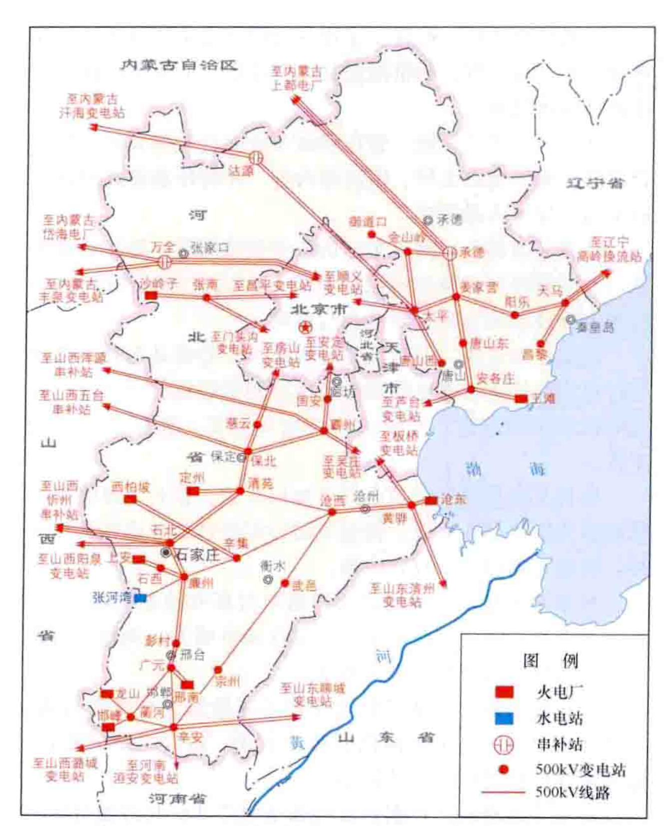
2012年底，河北省有35kV及以上变电站3658座，变压器7580组，容量27236万kV·A。其中，500kV变电站28座，变压器63组，容量5165万kV·A；220kV变电站261座，变压器552组，容量8930万kV·A；110kV（含66kV）变电站1136座，变压器2230组，容量9498万kV·A；35kV变电站2233座，变压器4735组，容量3643万kV·A。

河北省南部电网　以500kV和220kV电网构成主网架，北部通过500kV房保线、保霸线与京津唐电网相连，西部通过500kV神保双线、侯廉线与山西电网相连，南部与东部通过500kV辛嘉线与华中电网相连，东部通过500kV辛聊双线与山东电网相连，是“西电东送、南北互保”的重要通道。截至2012年底，全网拥有500kV变电站14座，容量2400万kV·A，线路4703km；220kV变电站149座，容量4783万kV·A，线路9323km。发电装机容量2265.7万kW，其中统调电厂发电装机容量2549.45万kW。2012年发电量1297.83亿kW·h，河北省电力公司售电量1356.6亿kW·h。

河北省北部电网　2012年河北省发电装机容量1912.81万kW（其中火电占63.65%，水电占2.97%，风电占32.68%），拥有500kV变电站22座，容量4565.7万kV·A，线路8704.18km；220kV变电站99座，变电容量3642.2万kV·A，线路8262.45km。2012年发电量1018.14亿kW·h，最大负荷1906万kW，2012年冀北电力有限公司售电量1263.2亿kW·h。

2013年河北电网主接线图如图所示。

用电状况　1949年10月以后，河北省电力工业得到了迅速发展。1995年实现了行政村全部通电，1998年河北南部电网实现了10户以上自然村全部通电。1999年河北全省全社会用电量为745.7亿kW·h。2012年河北省全社会用电量达3077.71亿kW·h，其中，第一产业用电量达96.97亿kW·h，第二产业用电量达2395.32亿kW·h，第三产业用电量达251.89亿kW·h，城乡居民生活用电量达333.53亿kW·h。



河北电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

电力体制　1958年10月，河北省电力工业局成立，负责全省电力工业。1962年7月撤销。从1963年1月起，河北省电力工业先后由河北省农业机械电力管理厅、河北省农田水利电力局、河北省电力局负责。1980年2月恢复河北省电力工业局建制。1989年11月28日，河北省电力公司成立，与河北省电力工业局保持一套机构、两块牌子。按照政企分开的要求，河北省电力工业局于2000年撤销。河北省电力公司位于河北省石家庄市，是华北电力集团公司的全资子公司，大型国有企业。国家电网公司成立后，河北省电力公司隶属国家电网公司，负责河北省南部地区电网规划建设、运营管理和电力交易。营业区域包括石家庄、邢台、邯郸、保定、衡水、沧州6市，100个县（区、市），面积8.36万km²，人口约4900万人。

冀北电力有限公司于2011年12月15日成立，隶属国家电网公司，具有保障首都北京市的安全供电和服务冀北地区经济社会发展的双重职能，注册资本50亿元。冀北电力有限公司承担着北京地区70%以上的电力输送任务，肩负着向首都供电的“西电东送、北电南送”大通道和首都500kV环网的运维管理职责；同时，作为冀北电网的运营管理者，为唐山、张家口、秦皇岛、承德和廊坊5个地区提供电力供应与服务。

Henan Sheng dianli gongye

河南省电力工业　（electric power industry in Henan Province）　河南省位于黄河中下游，东与安徽省、山东省接壤，西与陕西省毗邻，南临湖北省，北连山西省、河北

省。面积 16.7 万 km^2，2012 年底常住人口 9406 万人。河南省是中国重要的能源基地，石油保有储量居全国第 8 位，煤炭居第 10 位，天然气居第 11 位。

河南省电力工业始于 1903 年。该年，彰德府（今安阳市）广益纱厂安装了 470kW 蒸汽发电机组，供纱厂自用，是河南省第一个工矿自备电厂。1911 年，河南开封商务会理事魏子清等创办了开封普林电灯公司，安装了一台 60kW 发电机组，对外供电，成为河南省第一座公用电厂。到 1949 年末，河南省发电装机容量为 9340kW，年发电量 610 万 kW·h，主要是城镇照明用电及小部分工业用电，农业用电是空白。当时各电厂均为孤立生产，且供电范围很小，全省 3.3kV 配电线路不足 50km。

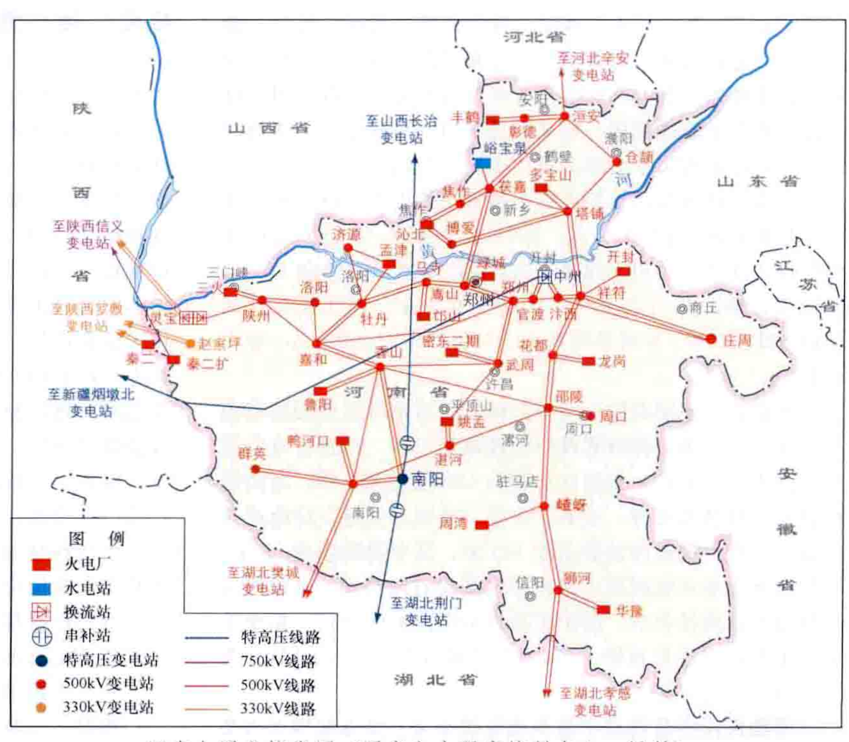
1949 年后，结合河南省煤炭资源丰富，水能资源较少的特点，有计划重点开发了火力发电，电力工业得到迅速发展。1953 年 10 月，郑州火电厂 1 号机组投产，是河南省第一台 6000kW 机组；1965 年 12 月，洛阳热电厂 6 号机组投产，是河南省第一台 5 万 kW 高温高压机组。1952 年 7 月，建成河北峰峰电厂—河南安阳豫北纱厂 39.38km（河南省境内 17.10km）35kV 输电线路，以及豫北纱厂 35kV 变电站，开始了河南省 35kV 区域性电网建设；1957 年 12 月，郑州—洛阳—三门峡 110kV 输电线路投入运行，形成河南省内第一个 110kV 区域性电网，为河南省电网的发展奠定了基础。1978 年以后，特别是“七五”（1986～1990 年）、“八五”（1991～1995 年）计划的 10 年，河南省共投产发电装机容量 627 万 kW，年均递增 9.9%，使河南省电力工业进入大机组、高电压、大电网和高度自动化的新时期。“九五”期间（1996～2000 年）电力基本建设继续保持良好增长势头，到 1999 年底，河南省发电装机容量达 1477.36 万 kW，其中火电装机容量 1384.56 万 kW，水电装机容量 92.8 万 kW。

电源建设　1975 年 12 月，姚孟电厂 1 号机组投产，成为河南省第一台亚临界 30 万 kW 机组。1978 年，扩建了姚孟、焦作电厂和开封火电厂，共安装 5 台发电机组，总容量 95 万 kW；同年 12 月，三门峡水电站 5 台 5 万 kW 水轮发电机组全部投产，成为河南省单机和总装机容量最大的水电站。1985～1987 年，姚孟电厂投产 2 台 30 万 kW 火电机组，总装机容量达到 120 万 kW，成为华中电力系统当时最大的火电厂。2005 年 11 月，中国首台国产 60 万 kW 机组——华能沁北电厂 1 号机组正式投入生产，标志着中国电站设备制造和电力工业装备水平迈上了新台阶。

截至 2012 年底，河南省发电装机容量 5765 万 kW，其中火电装机容量 5355 万 kW，水电装机容量 395 万 kW，风电装机容量 15 万 kW；全省年发电量 2596.3 亿 kW·h，其中水电发电量 128 亿 kW·h，火电发电量 2465 亿 kW·h，风电发电量 3.3 亿 kW·h；发电机组平均利用小时为 4724h。

电网建设　河南电网位于华中、华北、西北联网的枢纽地位，在“西电东送、南北互供、全国联网”的格局中处于重要位置。1960 年 11 月，建成河南省第一条 220kV 输电线路——洛阳—上街 220kV 输电线路。1965 年底，初步形成以郑州为中心，连接洛阳、三门峡、开封、新乡及平顶山等地区的 110kV 输电网络，并与河北邯峰安电力系统联网，购入部分电量。1970 年，建成湖北丹江口水电站—南阳—平顶山 220kV 输电线路和平顶山贾庄 220kV 变电站，实现了河南与湖北电力系统的联网，河南电力系统开始进入以 220kV 输变电为骨架的建设时期。1979 年，河南省基本形成以郑州大坡顶变电站为中心，东到开封，西至三门峡，南到南阳，北至安阳的 220kV 输电网络。1981 年，国内第一条 500kV 超高压输电线路（平顶山姚孟电厂—武昌凤凰山变电站）投入运行，加强了河南与湖北电力系统的联系，为河南电网向 500kV 电压等级发展奠定了基础。2009 年，中国首条特高压交流试验示范工程——晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程纵贯河南省，同时主网架实现由 220kV 向 500kV 的历史性跨越。河南电网通过 4 回 500kV 线路与华中电网相连，1 回 500kV 线路与华北电网相连，通过灵宝背靠背换流站与西北电网直流相连。河南电网 500kV 网架已基本形成梯形网格状结构，220kV 电网基本覆盖全省各县。

截至 2012 年底，河南省共有 35kV 及以上输配电线路计 65 952km，其中有 35kV 变电站 1664 座，变电容量 2095 万 kV·A，输电线路长度 22 949km；110kV 变电站 1001 座，变电容量 7200 万 kV·A，输电线路长度 20 703km；220kV 变电站 239 座，变电容量 7654 万 kV·A，输电线路长度 14 895km；330kV 变电站 2 座，变电容量 133 万 kV·A，输电线路长度 140km；500kV 变电站 27 座，变电容量 4425 万 kV·A，输电线路长度 6922km。2013 年河南电网主接线图如图所示。



河南电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

用电状况　1949年，河南省年发电量仅610万kW·h，绝大部分用于照明。到1957年，河南省用电量达2.53亿kW·h，其中工业用电2.04亿kW·h，占80.63%，农业用电为零。其后10年，农业用电迅速发展，到1978年，全省用电量达107.68亿kW·h，其中工业用电76.80亿kW·h，占71.32%，农业用电24.67亿kW·h，占22.91%。1999年，全社会用电量达671.97亿kW·h，其中工业用电量491.01亿kW·h，占73.07%；农业用电量59.36亿kW·h，占8.83%；城乡居民生活用电量68.77亿kW·h，占10.23%。2012年，河南省全社会用电量达2747.75亿kW·h，其中第一产业用电量达78.07亿kW·h，第二产业用电量达2057.77亿kW·h，第三产业用电量达233.81亿kW·h，城乡居民生活用电量达378.1亿kW·h。

电力体制　1956年10月，郑州电业局成立，隶属电力工业部武汉电业管理局。1958年1月，武汉电业管理局撤销，郑州电业局划归电力工业部直接领导；3月，改称河南省电业局；10月，河南省工业厅电业管理局与河南省电业局合并，成立河南省电力工业局。1962年4月，河南省电力工业局收归水利电力部领导，改称中原电业管理局，1979年9月改称河南省电力工业局。1993年7月，河南省电力公司注册成立。作为中国华中电力集团的紧密层企业，河南省电力公司与河南省电力工业局合署办公，一套机构、两块牌子，行使不同的职能。1997年华中电力集团公司改组为国家电力公司华中公司后，成为国家电力公司的全资子公司。河南省电力公司经营河南省境内电网，采用直管直供和趸售两种方式经销相应的电力、电量；投资控股、参股电力生产企业，并直接经营部分电厂；拥有同时独立完成多项大型电力建设、调试任务的能力；多种经营企业的实力也在不断增强。公司直属单位43个，控股公司8个，参股公司27个，全民预算外单位38个，代管地方市地供电企业2个，构成了包括发电、供电、调试、调度通信、科研、设计、教育培训、建设安装、物资供应、多种经营、国际经贸在内的电力企业体系。2002～2003年，河南省电力公司按照国家电力体制改革的总体部署，稳妥推进各项"厂网分开"体制改革工作，改制为国家电网公司的全资子公司。

河南省电力公司承担着为河南省提供电力保障的重要责任，担负着河南省18个市，2000多个乡镇，1亿多人口的供电服务任务。公司下属单位32个，其中供电单位18个，其他直管单位14个代管107个县供电企业。售电量由2005年的881亿kW·h增长到2012年的2376亿kW·h，年均增长16.5%。

河南投资集团有限公司是河南省政府批准设立的国有独资公司，是隶属于河南省政府的投融资主体，经营省政府授权范围内国有资产。集团注册资金120亿元人民币。集团股权投资项目涉及电力、金融、水泥、造纸、交通、房地产及旅游等行业，拥有参控股企业103家，其中控股企业52家。参控股电力企业包括河南豫能控股股份有限公司、南阳鸭河口发电有限责任公司、南阳天益发电有限责任公司、鹤壁万和发电有限责任公司等15家，总装机容量1202万kW，权益容量571万kW。

华能河南分公司是中国华能集团公司、华能国际电力股份有限公司在河南地区的分支机构，是中国华能集团公司在河南地区的开发建设、生产经营活动的责任主体和利润实现中心。华能河南分公司所辖企业，华能沁北电厂（4×60万kW、2×100万kW）、中原燃机电厂（2×39万kW），发电装机容量518万kW，已投入商业运营。

中国大唐集团公司河南分公司是中国大唐集团公司在河南设立的分支机构，授权管理中国大唐集团公司在河南的6家企业，包括许昌龙岗发电有限责任公司、大唐三门峡发电有限责任公司（三门峡华阳发电有限公司）、大唐信阳华豫发电有限责任公司、大唐洛阳首阳山发电厂、大唐洛阳热电有限责任公司（大唐洛阳热电厂、洛阳双源热电有限责任公司）、大唐安阳发电厂（大唐安阳发电有限责任公司），在役发电装机容量594.5万kW。

国电河南电力有限公司成立于2008年，发电装机容量372万kW，其中在运电厂发电装机容量192万kW，在建装机容量180万kW。拥有国电豫源发电有限责任公司（2×15万kW）、国电濮阳热电有限公司（2×21万kW）、国电民权发电有限公司（2×60万kW）三个在役电厂，国电荥阳煤电一体化有限公司（2×60万kW）、国电驻马店热电有限公司（2×30万kW）两个在建项目，国电西峡发电有限公司（2×66万kW）一个前期项目。

中电投河南电力有限公司的前身为成立于2003年的中电投河南分公司，2010年改制为中国电力投资集团公司的全资子公司。控股发电装机容量547.325万kW，火电平均单机容量45万kW，年发电能力达300多亿kW·h。拥有平顶山2×100万kW、开封2×60万kW等火电机组，郑州2×39万kW燃气机组，以及南阳方城和湖北仙居顶风电等项目，形成了大型火电、热电联产、燃气发电、风电、核电为一体的能源发展体系。

hedianchang yunxing guanli

核电厂运行管理

(operation management of nuclear power plant)　确保核电厂安全经济运行所进行的工作。主要内容除核岛部分外与火电厂运行管理基本相同，即建立健全运行组织机构和运行调度系统，制定各种规程和管理制度并组织实施，进行安全运行管理和经济运行管理。核电厂运行管理主要根据电网的负荷需求来调节反应堆功率，从而使核电厂出力与电网负荷需求平衡。核电厂的能量来源于反应堆核燃料内发生的可控核裂变链式反应（见核能）。核裂变不仅释放出能量，同时产生具有强烈放射性的裂变产物及中子活化产物。裂变链式反应的控制及放射性产物的处理是核电厂特有的。核电厂运行管理要求在运行时确保安全，不让超量放射性物质逸出，对周围环境造成有害影响，同时又要提高经济性。

特点　不同堆型核电厂的运行特点基本相同。由于核电厂安全要求高，系统复杂，建造周期长，其造价远高于火电厂，但燃料费用相对较低。为了提高经济性，核电厂宜带基本负荷，在额定功率或尽可能接近额定功率的情况下连续运行，这可以使核电厂具有较高的容量因子。此外，核电厂带基本负荷运行还可以减少因功率变动而产生的放射性水处理量。图为中国第一座自主设计建造的秦山核电厂。

内容　主要包括核电厂燃料管理、核电厂安全管理、核电厂水质管理、核电厂运行人员管理。



秦山核电厂（1983年6月动工，1991年12月并网发电）

核电厂燃料管理　一般换料是一年换一次，每次更换1/3（压水堆）或1/4（沸水堆）。在换料停堆的同时，进行必要的维修、检查与试验，需要1～2个月。

核电厂安全管理　主要包括核电厂负荷变化的限制，核电厂特殊的安全设施、辐射防护、环境监测及应急措施管理，以及核电厂停堆后的安全管理。

（1）核电厂负荷变化的限制。为了确保燃料元件的安全，要严格限制核电厂负荷变化的速度。压水堆功率渐增每分钟不得超过的5%，阶跃一次不得超过10%。在更换新燃料或长期停堆后重新起动的情况下，功率增长限制为每小时额定功率的3%。在一个核燃料循环的末期，由于冷却剂中硼浓度较低，硼稀释能力减弱，在功率下降后再提升到满功率，需要较长时间。对于带基荷的核电厂，根据电网要求可在一定负荷限值内参与调频。也有一些核电厂为适应负荷跟踪的需要，采用对堆芯功率分布干扰小的灰棒作为功率控制棒。

（2）核电厂特殊的安全设施、辐射防护、环境监测及应急措施管理。核裂变反应会产生大量的放射性物质，而放射性物质的失控释放可能造成严重后果。核电厂不仅有防止放射性外逸的三道屏障——燃料包壳、一回路承压边界和安全壳，还设有保护三道屏障的专设安全设施。核电厂运行中应监视三道屏障的完整性，并确保专设安全设施和安全重要系统的可用性。反应堆和一回路设备设有阻挡辐射的各种屏蔽措施，以保护工作人员。沸水堆的蒸汽中含有放射性物质，所以对汽轮机及蒸汽管路也需要屏蔽。核电厂在正常运行时，仍然要处理一定量的放射性废物。核电厂采用多种测量手段来进行厂区内外的辐射监测，包括工艺过程辐射监测、厂内区域辐射监测及厂外的辐射环境监测。在核电厂运行前，还必须制定发生重大事故时的应急措施及实施方案。

（3）核电厂停堆后的安全管理。核电厂停堆后，堆芯核燃料仍会产生大量衰变热，其持续时间长，如不导出，有可能使核燃料过热而受到损伤。在核电厂中设有停堆冷却系统、安全注射系统、不间断电源（包括应急柴油发电机）与重要循环冷却水源等。在任何情况下，即使发生全厂断电与设计基准地震，也要确保堆芯冷却。

核电厂水质管理　一、二回路水质管理关系到燃料元件和设备部件能否在工作寿命期内安全运行。一回路水质变差会造成：①燃料元件表面污垢沉积；②腐蚀产物增加，而腐蚀产物在中子辐射下会被活化，生成放射性同位素（主要为钴60），从而给维修与检查带来困难；③水中出现过量的氯离子、氟离子、溶解氧，可使不锈钢设备和管道及因科镍传热管发生严重的应力腐蚀。二回路水质直接关系到蒸汽发生器运行的可靠性。二回路水中的杂质会产生氢氧化物（游离苛性物质），这些化合物的过量浓集会导致蒸汽发生器的传热管产生晶间应力腐蚀。对用海水冷却的核电厂，需要防止海水漏入二回路。一、二回路有严格的水质标准，设有在线监测仪表，并定期取样分析。

核电厂运行人员管理　核电厂运行人员，特别是反应堆操纵员和高级操纵员，对核电厂的安全运行负有直接责任。因此，运营核电厂最基础、也最重要的工作之一就是预防人因失误，只有在此基础上，才能讨论核电厂的安全、稳定运行。核安全法规规定，对反应堆操纵员和高级操纵员，要经过长期系统的培训，上岗前通过由国家主管部门主持的考核，包括在核电厂培训用仿真机进行的各种操作考核。合格者由国家核安全监管机构颁发执照。发照两年后，还要重新复核一次，在确认持照人有足够的连续运行经历并完成了必要的定期再培训后，才能延续执照的有效期。同时，为预防人因失误，应当：①培养和强化运行人员的安全意识；②构建完善的运行文件体系；③规范运行人员的操作行为；④提升和保持运行人员的知识技能；⑤建立科学的激励制度。

运行核电厂事故管理大纲　运行单位为在需要时能有效地进行事故管理，应制定和实施事故管理大纲。

核电厂事故管理大纲是事故管理相关工作的总策划，是落实事故管理措施、为有效进行事故管理的所有工作的总和。特定核电厂完整的事故管理大纲应包括一系列计划和活动，通过实施和落实这些计划和活动，使核电厂事故管理需要的所有物项，包括系统、设备、程序及人员等都处在准备好的状态，一旦需要，可投入使用，进行有效的事故管理。

核电厂事故管理大纲的工作范围和内容包括：①预防和缓解严重事故的薄弱环节能力的评估；②设备、仪器仪表需求评估和其他需求评估；③必要的设计修改；④事故管理策略的制定；⑤应急运行规程和严重事故管理指南的制定、验证和实施；⑥应急运行规程、严重事故管理指南和应急计划的协调整合；⑦教育、培训和演习；⑧事故管理大纲的修订等。

heneng

核能　（nuclear energy）　原子核粒子重新组合和排列时所产生的能量，又称原子能。核能的产生方式：①重元素（铀、钚等）的原子核发生裂变时释放出能量；②轻元素（氘、氚等）的原子核发生聚合反应时释放出能量；③原子核衰变时发出放射能。核能实质上是一种质量和能量转换的结果，所有原子核的质量都比组成它的质子与中子质量的总和略小一些。使核能释放出来的方式主要有核裂变反应和核聚变反应两种。一个不稳定的重核分裂成为两个轻核，称为核裂变反应；两个以上轻核聚合一个重核，称为核聚变反应。

核能的发现和利用，使人类获得了一种补充和替代化石燃料的能源资源。核能在军事、工业、农业、医疗以及日常生活中都有广泛的应用。核能首先被用来制造原子弹。原子弹是利用核裂变时产生的巨大能量爆炸的。氢弹是利用核聚变时产生的巨大能量爆炸的。20世纪50年代开展了核能的和平利用，主要用于发电和供热。裂变核燃料的反应堆已被大量建造使用。此外，放射性物质衰变时放出的能量，可在医学和农业中应用。

核能的主要特点包括：①能量高度集中。1t 铀-235 全

部裂变产生的能量约等于1t标准煤燃烧时放出能量的240万倍。考虑到燃料利用时的效率，将核电厂的燃料消耗量与现代燃煤电厂相比，1t天然铀也相当于1.4万t标准煤。利用核能可以极大地减少燃料运输和储存的困难。由于单位质量的核燃料所含热量很大，所以使用核燃料时的燃料费低。②核燃料资源丰富。地球上已探明的、易开采的铀储量，在利用快中子增殖堆以充分利用的条件下，所能提供的能量已超过全球可用的煤炭、石油和天然气所含能量之和。再加上海水、花岗岩中的铀和钍后，核燃料资源更加丰富。由于上述两个特点，核电迅速发展成为经济上具有竞争力的能源，这在世界上缺乏化石能源资源的国家更为明显。

heneng fadian

核能发电 (nuclear power generation) 利用反应堆中自持链式裂变反应释放的热能发电，是核能和平利用最重要的方式。从20世纪50年代初期起，人们就一直致力于受控核聚变的研究，所有的核能发电均是利用核裂变能。

核能发电最广泛的运用形式是压水堆核电厂（见图），其工作原理为：在反应堆工作压力下保持液态的去离子水，作为冷却剂流经反应堆堆芯，带出核燃料裂变释放的热量，并在流经蒸汽发生器时将热量传给传热管外的二回路水，使之变为蒸汽，去驱动汽轮发电机组发电。降温后的冷却剂由主泵送回堆芯，构成一回路循环。在汽轮机做功后的乏蒸汽在主凝汽器内被冷凝成水，经逐级加热并由给水泵送回蒸汽发生器二次侧，形成封闭的二回路循环。由泵驱动的三回路冷却水使主凝汽器中乏蒸汽冷凝，并将其废热带到最终热阱。

核电运行特点 核裂变在释放热量的同时，还产生大量放射性裂变产物，这就决定了核电厂与火电厂大不相同的运行特点：①反应堆停堆后仍需继续冷却，带出堆芯内裂变产物衰变产生的剩余释热，否则可能导致燃料组件烧毁事故；②需严格控制一、二回路水质，以减轻腐蚀和辐照活化产物的产生，保护运行人员安全；③需严格执行核电厂流出物监测，以保护环境免受污染；④反应堆操纵人员需经长期严格培训、考试并取得核安全监管机构颁发的执照方可被授权上岗；⑤需事先制定事故处理规程，以确保机组运行安全，防止放射性物质失控外泄；⑥商用机组功率大、比投资高、燃料成本低，宜作为基荷运行；⑦换料取出的乏燃料组件和运行产生的放射性废物需进行处理和处置；⑧使用寿期结束后，需按规定实施退役处理。

核电在保障能源供应和社会经济发展中的作用 核能发电在应对世界性能源危机，保护环境，促进人类社会和自然界和谐、可持续发展方面具有独特的作用。在中国则具体表现在：①通过国内铀资源的勘查与开采、国外铀资源的投资开发，以及国际铀贸易市场的采购，建立铀产品的战略储备，中国核电发展的燃料供应是有保证的。与可再生能源发电技术相比，核电可以提供长期稳定、清洁高效的电力，有利于调整中国电力产业结构。②核电厂运行不排放二氧化碳，也不产生二氧化硫和氮氧化物，有助于减轻温室效应和酸雨、烟尘的环境污染，促进低碳经济发展，但核电厂废热排放造成的热污染比火电厂大。③正常运行时，核电厂废液废气排放受到严密控制与监督，给周围居民与环境造成的额外辐射一般不到天然本底辐射的1%。核电厂用过的乏燃料经后处理回收其中有用的铀和钚后，形成的高水平放射性废物量与体积均很有限，在技术上完全能经过核嬗变进行处理，实现与生物圈的长期封闭与隔离处置。④一台百万千瓦级的核电机组每年换料仅需30t左右的核燃料，从而有效缓解电煤的运输压力，并节省大量宝贵的化工原料。⑤核电设备国产化可带动冶金、材料、机电仪等众多行业的技术进步与升级换代，促进国民经济发展。

核电技术发展 迄今为止各国采用的核电技术，从发展阶段上可划分为原型示范技术、商用核电技术和先进核电技术三个阶段，也就是通常所说的三代核电技术。（见《核能发电卷》核电发展史和中国核电发展）

第一代核电技术 20世纪50年代初开始，美国、英国、法国、苏联等国就在军用生产堆和潜艇核动力技术的基础上，结合火电厂蒸汽动力的成熟技术，建成了一批核电厂，以验证核电的技术与工程可行性。人们将这批功率较小的原型堆/示范堆核电厂采用的技术称为第一代。当时人们对可能想到的堆型概念均进行了试验，压水堆（PWR）和沸水堆（BWR）因其技术先进、经济竞争性强而成为核电发展的主要堆型。图1为典型压水堆核电厂示意图。

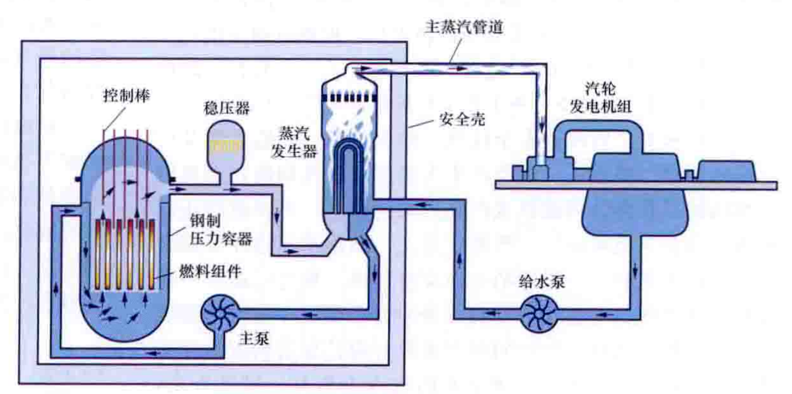


图1 典型压水堆核电厂原理示意图

第二代核电技术 20世纪60年代末、70年代初，各工业发达国家的经济普遍复苏，电力需求增长迅速。各国出于对化石燃料资源供应的担心，寄希望于发展核电。1973年，第一次石油危机使油价飞涨。此时美国的轻水堆技术已相当成熟，两者促成了世界核电建设的高潮，并逐步实现了商用化、标准化、系列化，批量化的大型核电机组成为世界投运核电厂的主力。人们把这段时期商用核电厂采用的技术称为第二代。堆型除欧洲、美国的压水堆和沸水堆，苏联的压水堆和石墨沸水堆外，还有加拿大的压力管重水堆、英国的改进型石墨气冷堆等。

1979年，第二次石油危机使各国经济发展速度锐减，大规模的节能措施和产业结构调整使得电力需求由增变减，许多新核电建设项目被停止或推迟。1979年3月28日，美国三里岛核电厂发生了堆芯熔化事故，美国核管制委员会提高安全性的严厉措施，迫使设计修改、工期拖长、投资风险增大，核电经济竞争力下降，阻碍了核电继续发展；1986年4月26日，苏联切尔诺贝利核电厂发生的大量放射性物

质失控释放事故，更使世界核电发展跌入谷底。

第三代核电技术　为使核电复苏，在轻水堆30余年运行经验的基础上而研发的新一代核电技术，受到美国核管制委员会的大力支持。美国各电力公司联手率先制定并于1990年公布了《电力公司要求文件》（URD）。随后西欧核电界也制定出类似的《欧洲电力公司要求》（EUR）。这些导向性文件对大功率改良型下一代先进轻水堆和采用全新非能动安全设计理念的革新型先进轻水堆，分别提出了涉及各项技术、经济总体指标和高层设计的要求。人们将符合URD或EUR要求的先进核电技术称为第三代，其最大特色是设置了较完备的预防和缓解严重事故后果的措施，设计安全性能有明显提高。第三代先进沸水堆（ABWR）核电机组已在日本建成4台并取得良好运行业绩。第三代压水堆核电机型（如AP1000、EPR）和俄罗斯AES-2006的首堆工程正在建设。

采用俄罗斯AES-91型压水堆机组的江苏田湾核电厂（见图2）1999年10月开工建设，2006年5月并网发电。



图2　田湾核电厂（骆志平　提供）

21世纪初，核电界又提出第四代核能系统设计概念，期望开发出新一代核能系统，使其在安全性、经济性、可持续发展性、防核扩散、防恐怖袭击等方面都有更明显的进步和竞争能力。它不仅要考虑用于发电或制氢等的核电反应堆装置，还要把核燃料循环也包括在内，组成完整的核能利用系统。2002年从众多未来反应堆概念中优选出最具前景的6种堆型向成员国推荐。这6种堆型技术基础不同，均处在研发阶段。专家估计其工业应用可能要在2035年左右。此外，在国际原子能机构（IAEA）的支持下，由欧盟、美国、俄罗斯、日本、中国、印度、韩国七方参加的国际热核实验堆（ITER）的国际合作研究项目正在推进中，旨在验证磁约束核聚变的科学可行性和工程技术可行性。

见《核能发电卷》核电厂安全性、核电厂可靠性和核电厂经济性。

heneng fadian biaozhun

核能发电标准　（standard for nuclear electric power generation）　为规范核能发电工程的建设、运行、维护制定的标准。主要涉及核电工程的勘测、设计、施工、安装调试、运行维护、试验检验等工作过程的设备和系统标准。

核能发电标准从系统上划分涉及核岛系统、常规岛系统、附属配套设施系统（BOP系统），从设备分类划分上涉及机械设备、仪控设备、电气设备、核测设备及材料。核能发电标准主要由能源行业核电标准化技术委员会归口管理。

中国在完善压水堆核电标准体系的同时，已研究制定核能发电技术中非能动技术方面的标准。部分重要核能发电标准如表所示。

部分重要核能发电标准

序号	编　号	名　称	序号	编　号	名　称
1	GB/T 50572—2010	核电厂工程地震调查与评价规范	13	NB/T 25004—2011	汽水分离再热器性能试验规程
2	GB 50633—2010	核电厂工程测量技术规范	14	NB/T 25005—2011	核电厂汽轮机气缸焊接修复技术规程
3	GB 50745—2012	核电厂常规岛设计防火规范			
4	GB/T 25314—2010	核电厂机械设备腐蚀管理大纲内容要求	15	NB/T 25006—2011	核电厂汽轮机叶片焊接修复技术规程
5	GB/T 28536—2012	核电厂机械设备老化管理大纲编制导则	16	NB/T 25007—2011	核电厂调试文件体系编制要求
			17	NB/T 25008—2011	核电厂海水冷却系统腐蚀控制与电解海水防污
6	GB/T 28548—2012	核电厂主回路水压试验技术导则			
7	GB/T 28549—2012	核电厂调试阶段核岛管道与主设备支吊装置验证要求	18	NB/T 25009—2012	压水堆核电厂能量统计规程
			19	NB/T 20195—2012	压水堆核电厂堆芯热功率测量规程
8	GB/T 28550—2012	核电厂调试阶段管道验证要求	20	DL/T 5409—2010（所有部分）	核电厂工程勘测技术规程
9	GB/T 28551—2012	核电厂离心泵组调试技术导则			
10	NB/T 25001—2011	核电厂选址质量保证要求			
11	NB/T 25002—2011	核电厂海工构筑物设计规范	21	DL/T 1118—2009	核电厂常规岛焊接技术规程
12	NB/T 25003—2011	核电厂选址阶段环境影响评价报告编制规定	22	DL/T 1143—2009	压水堆核电站一回路主设备监造技术导则

heranliao ziyuan

核燃料资源 (nuclear fuel resources) 赋存在地壳浅部或表面，可以开采加工成核燃料（见核能）或可转换材料的矿产物的天然来源。铀是可以开发利用的核燃料资源，钍作为可转换材料是潜在的核燃料资源。核燃料是指含有可裂变或聚变核素的材料。可裂变材料，如铀-235、铀-233和钚-239等，是能发生核裂变的核燃料，又称裂变核燃料。其中铀-235存在于自然界，而铀-233、钚-239则是钍-232和铀-238吸收中子后分别形成的人工核素。从广义上说，钍-232和铀-238也是核燃料。聚变核素材料，如氘、氚等氢的同位素，是能发生核聚变的核燃料，又称聚变核燃料。氘存在于自然界中，氚是锂-6吸收中子后形成的人工核素。

铀资源 天然储存于地壳的铀的富集体，即在当前或可以预见的将来能成为经济和技术上可以开采和提取的铀矿产品。包括现在就可以开发的储量和由于可预见的经济技术进步将来可以开发的预测铀资源两类。铀是亲石元素，化学性质活泼，分布广泛，可在多种地质条件下形成。铀在地壳中的平均含量为2.5×10^{-6}。酸性火成岩中铀的含量最高［平均$(3.5\sim4.8)\times10^{-6}$］；基性和超基性岩中最低［$(0.5\sim0.8)\times10^{-6}$和$(3\sim6)\times10^{-9}$］；沉积岩石中铀含量变化范围很大；磷块岩和黑色页岩中的铀含量较高，可达$n\times10^{-5}$。世界上已知的铀矿物有180多种，重要的工业铀矿物有晶质铀矿（含沥青铀矿）、铀石、钛铀矿和六价铀的次生矿物。

世界上已发现的铀矿类型有不整合面型、砂岩型、石英卵石砾岩型、脉型、角砾杂岩型、侵入岩型、磷块岩型、塌陷角砾岩筒型、火山岩型、表生型、交代岩型、变质岩型、褐煤型、黑色页岩型等20多种，具工业意义的类型主要是前4种，其储量占90%。世界铀资源和铀生产中最重要的是不整合面型铀矿床和砂岩型铀矿床两种，其他类型铀矿床只具有局部地区性意义。

不整合面型铀矿床 这类矿床主要赋存于加拿大萨斯卡切温省的阿萨巴斯卡盆地地区和澳大利亚北部的阿利盖特河地区，以矿石的品位高和资源量大为主要特点。阿萨巴斯卡地区的不整合面铀矿床，其矿石品位一般在2%～5%，最高可达12.3%，探明铀总储量43.9万t。澳大利亚北部的此类矿床品位略低，仅为0.2%～0.3%，探明铀总储量达到30.6万t。

砂岩型铀矿床 这类矿床赋存于中新生代沉积盆地的砂岩中。已知产出重要砂岩铀矿床的国家是哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、美国、尼日尔和俄罗斯等。20世纪60年代末苏联和美国先后成功地开发了地下浸出采铀技术，使砂岩铀矿的开采成本大幅度下降。此类矿床的突出特点是矿石的品位虽低（仅0.02%～0.06%），但资源量巨大，单个矿床的铀资源量可达30万t以上。可地下浸出砂岩型铀资源已成为世界各国首选的找矿目标类型。

人类对铀资源的勘查始于20世纪40年代中期，当时主要用于制造核武器。20世纪70年代因核电发展，在世界范围出现找铀高潮，有80多个国家和地区发现铀矿床和铀矿化。经济合作与发展组织的核能机构和国际原子能机构把铀资源划分为可靠资源（reasonably assured resources，RAR）、Ⅰ类估计附加资源（estimated additional resources-category Ⅰ，EAR-Ⅰ）、Ⅱ类估计附加资源（estimated additional resources-category Ⅱ，EAR-Ⅱ）和推测资源（speculative resources，SR）四个地质可信度逐渐降低的级别；按其生产成本划分为40、40～80、80～130美元/kg和130～260美元/kg四个级别。据上述机构公布的数据，世界铀资源成本低于130美元/kg的可回收的可靠资源，由1997年初296.23万t（铀）增加到2009年初352.49万t（铀）。至2009年初，世界上低于260美元/kg的可回收可靠资源400.45万t（铀），推测资源230.18万t（铀），预测资源680.67万t（铀）。至2008年世界铀生产量累计2 406 638t，其中2008年43 880t。至2009年初世界铀可靠资源储采比为80.3（年），具体见表。

世界及部分国家铀资源

国 家	至2009年初可回收的可靠资源（万t）	铀产量（t）		至2009年初储采比（年）
		至2008年底累计	2008年	
世界合计	352.49	2 406 638	43 880	80.3
澳大利亚	117.60	156 428	8433	139.5
加拿大	36.11	426 670	9000	40.1
哈萨克斯坦	33.62	126 900	8512	39.5
尼日尔	24.20	107 361	3032	79.8
美 国	20.74	363 640	1492	139.0
南 非	19.52	156 312	565	345.5
俄罗斯	18.14	139 735	3521	51.5
巴 西	15.77	2839	330	477.9
纳米比亚	15.70	95 288	4400	35.7
中 国	11.59	31 399	770	150.5
乌兹别克斯坦	7.60	34 939	2340	32.5
乌克兰	7.60	124 397	830	91.6
印 度	5.52	9153	250	220.8

注：按可靠资源多少排序。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

世界铀矿资源的分布是不均匀的。在至2009年初世界铀可回收的可靠资源中，澳大利亚拥有117.60万t，占33.4%；加拿大36.11万t，占10.2%；哈萨克斯坦33.62万t，占9.5%；尼日尔24.20万t，占6.9%；美国20.74万t，占5.9%；南非、俄罗斯、巴西、纳米比亚、乌兹别克斯坦、乌克兰、印度等在19.52万～5.52万t不等。以上储量超过5万t的13国合计铀资源量（333.71万t）占94.7%，铀产量（43 475t）占99.1%，储采比76.8（年）。中国铀资源储量占世界3.3%，铀产量占1.8%，均居世界第10位。

中国自1955年开始大规模的找铀工作，先后在20多个省区探明了上百处铀矿床，找到了5个主要铀矿。已发现的铀矿物有59种，铀矿床类型以花岗岩中的脉型和火山岩型为主，并正尽力扩大可地下浸出砂岩型铀资源；铀矿储量80%集中在中新生代；矿床规模以中小型为主，品位以中等为主；埋藏深度大都在地下500m以内。

钍资源 天然储存于地壳内或地壳上的钍的富集体。钍是一种天然放射性元素，广泛分布在各种不同的地质环境中。钍在地壳中的平均含量为$(10\sim13)\times10^{-6}$，是铀的4倍以上。钍在酸性和碱性火成岩中的含量偏高，达$(20\sim30)\times$

10^{-6}；在基性和超基性岩以及碳酸盐岩中含量偏低，仅$(3\sim5)\times10^{-6}$。钍可应用于光学、无线电、航空、航天、冶金、化工、材料等领域，更重要的是可用作核燃料。钍-232在吸收一个中子之后将转变为铀-233，其中子产额要高于铀-235和钚-239，更具优势，可据此形成钍铀燃料循环，而且钍铀转换过程伴有强γ辐射，可有效防止核扩散。

世界各国现已查明可经济回收的钍资源量有数百万吨。蕴藏量最多的国家是印度、中国、土耳其、美国、委内瑞拉、加拿大、巴西和挪威。主要钍矿床类型为独居石砂矿、稀土矿床中的伴生钍和石英卵石砾岩型铀钍矿床。中国钍资源主要集中在高温热液稀土矿床和碱性岩中的铀-钍-稀土矿床。中国已探明钍资源工业储量超过28万t（ThO_2），其中75%以上在白云鄂博的主东矿区。

Heilongjiang Sheng dianli gongye

黑龙江省电力工业 (electric power industry in Heilongjiang Province) 黑龙江省位于中国东北地区的最北部，东部和北部与俄罗斯交界，西部与内蒙古自治区相邻，南部与吉林省相接，面积45.3万km^2，2012年末常住人口为383.4万人。黑龙江省水能资源较为丰富，矿产种类分布较全，其中石油等9种矿产的储量位居中国首位。

黑龙江省电力工业始于1905年。俄国修建中东铁路后，在哈尔滨中东铁路总工厂建成了中心发电厂，装机容量1180kW。到1949年末，黑龙江省总装机容量为17.9万kW，年发电量3.073亿kW·h。最大水电机组是镜泊湖电厂的两台1.8万kW机组，最大火电机组是鸡西发电厂的两台1.5万kW机组。输电线路总计1914km。哈尔滨地区电网由154kV松滨线与东北电网相连，其他电网均为孤立电网。

电源建设　1949年后，黑龙江省电力工业在原有基础上进行了大规模恢复、重建和改造。1955年6月12日，中国第一座4000kW列车电站在佳木斯市建成发电，中国第一座高温高压热电厂——富拉尔基热电厂和自己设计、自己制造、自己安装的高温高压电厂——哈尔滨发电厂分别于1955年12月和1959年9月建成投产。

20世纪70年代，配合大庆油田的开发建设，先后建成了新华发电厂和龙凤热电厂，至70年代末，全省发电装机容量达198.37万kW。至2012年末，黑龙江省发电装机容量2173万kW，并网运行电厂267座，其中：水电站63座，装机容量97万kW；火电厂153座，装机容量1752万kW；风电场40座，装机容量323万kW。黑龙江省年发电量842亿kW·h，同比增长0.87%，其中水电18亿kW·h，火电775亿kW·h，风电43.94亿kW·h。

电网建设　1955年9月，黑龙江省建设了中华人民共和国成立后第一条110kV高压输电线路——167.7km的鸡西—牡丹江输电线路，把鸡西电网和牡丹江电网连接起来，使黑龙江省的电力网由6个连成5个；20世纪50年代末，电网由5个连接为哈尔滨电网、西部电网、东部电网和北安电网4个。至20世纪90年代，黑龙江电网有110kV以上线路9004km，变电容量874.15万kV·A，并有4条联络线与辽宁、吉林电网连接，成为东北电网的重要组成部分。输变电工程重点建设了8条500kV输电线路和7个500kV变电站，跨国输电工程等。其中1992年建成投产的东长哈（长春—哈尔滨）输变电工程是黑龙江省第一条500kV输电线路，1992年7月投入运行的110kV布黑线（布拉戈维申斯克—黑河一次变电站）是黑龙江第一条跨国输电线路。

黑龙江电网位于东北电网的北部，按地理位置分为东、中、西三个部分，东部电网与中部电网由3回500kV线路和4回220kV线路相连，中部电网与西部电网通过3回500kV线路和3回220kV线路相连。黑龙江电网通过4回500kV线路和4回220kV线路与吉林电网相连。

截至2012年末，黑龙江电网共有500kV变电站13座（集贤变电站见图1），运行容量1216.6万kV·A，220kV变电站111座，运行容量2337.9万kV·A；500kV线路34条，线路总长5032.926km；220kV线路298条，线路总长12296.3km。2013年黑龙江电网主接线图见图2。



图1　500kV集贤变电站（张廉慈　摄）

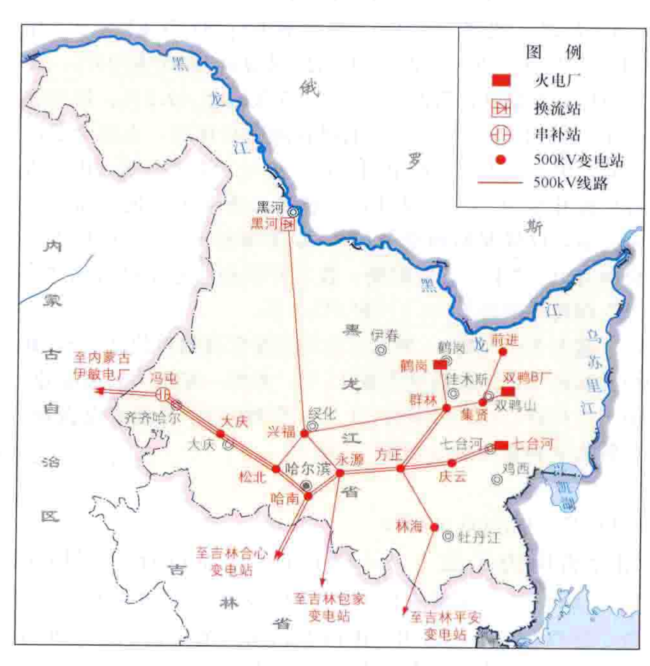


图2　黑龙江电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　2002年，黑龙江省年用电量为391.57亿kW·h，全社会用电量为468.45亿kW·h（含厂用电级电网损失电量）。其中行业用电为395.19亿kW·h，占全社会用电量的84.36%。城乡居民生活用电73.26亿kW·h，

占全社会用电量的15.64%。行业用电按产业分类，第一产业用电量为10.99亿kW·h，占行业用电的2.78%；第二产业用电量为345.42亿kW·h，占行业用电的87.41%；第三产业用电量为38.78亿kW·h，占行业用电的9.81%。2012年，黑龙江省年用电量827.9亿kW·h，同比增长3.25%。其中第一产业用电量达36.7亿kW·h，第二产业用电量达592.2亿kW·h，第三产业用电量达42.7亿kW·h，城乡居民生活用电量达156.3亿kW·h。

电力体制　1948年，东北电业管理局成立，黑龙江各电业局及其发电厂分别直属东北电业管理局领导，县镇小电厂归地方领导。1958年1月，黑龙江省电业局成立，将过去电力工业分由所在地（市）管理改为集中统一管理；1959年7月改称黑龙江省电业管理局。1964年，东北电业管理局将黑龙江省电力工业的人、财、物权上收，省电业管理局则成为东北电业管理局在黑龙江省的派出机构。1970年，黑龙江省电业管理局恢复了对全省电力工业的领导权；1975年12月改称黑龙江省电力局；1979年10月改称黑龙江省电力工业局；1992年成立黑龙江省电力公司，与省电力工业局合署办公。1999年3月22日，东北电力集团公司统一核算体制下的黑龙江省电力公司改制为黑龙江省电力有限公司（简称黑龙江公司），成为国家电力公司的全资子公司，是黑龙江省省区域内电力经营实体和电网统一管理的企业法人。

2002年电力体制改革后，黑龙江公司成为国家电网公司东北电网有限公司的全资子公司，负责经营管理国家电网公司和东北电网有限公司投入的资产和本公司所属的全资子公司、控股公司及参股公司中相应的国有法人资产。

黑龙江公司“十一五”时期（2006～2010年）投产66kV及以上线路5696km、变电容量1087万kV·A，比“十五”期间（2001～2005年）分别增长283%和93%。经营指标显著提升，资产总额比2005年增长40.2%；销售收入比2005年增长67.2%。电网管理逐步理顺，上划哈尔滨市郊、伊春、大兴安岭电网资产，统一了全省电网，市场占有率提升至88.5%；通过资产收购，理顺了与俄罗斯的购电关系，以俄罗斯购电量比2005年增长547%。科技支撑更加有力，“十一五”时期，技术开发和信息化投入比“十五”期间分别增长36.5%和213.8%。

截至2012年末，黑龙江公司直接管理的单位27个，其中直属地（市）级供电企业13个，控股一家水力发电企业，施工、科研、培训等单位21个，管理68个县级农电企业，代管农垦和森工供电企业65个。

Hubei Sheng dianli gongye

湖北省电力工业　(electric power industry in Hubei Province)　湖北省位于华中腹地，由东南向西北毗邻安徽、江西、湖南、四川、山西及河南等省，面积18.59万km^2。2012年末常住人口为5779万人。

湖北省电力工业始于1893年。该年，张之洞在湖北武昌开办湖北织布官局，安装两台1000hp（约746kW）发电机组，除供织布设备动力用电外，还供1400余盏电灯照明用电。1906年，旅居汉口的浙江籍商人宋炜臣集股300万元（银元）申请创办汉镇既济水电股份有限公司，主营汉口市区的自来水和供电，得到湖广总督张之洞批准，并拨30万元（银元）作为官股，以示倡导。1908年，该公司拥有直流发电机3×500kW，为当时中国大型的民营电厂。此后，长江、汉口沿岸的部分城镇先后兴建了一些小电厂，但发展缓慢。至1949年，湖北省发电装机容量约4.15万kW，年发电量0.85亿kW·h；其中500kW以上电厂（含企业自备电厂）7座，装机容量3.8万kW，最大机组容量4200kW（原6000kW机组在抗日战争时期拆迁至四川宜宾）；电能的使用仅限于少数城镇，用电量0.65亿kW·h，其中市镇生活用电占53.9%，工业用电占46.1%。

湖北省水能资源丰富，长江自西向东横贯省境中南部。可开发水力资源3300万kW，大型水电基地的开发条件优越，小水电分布较广。煤炭和石油储量较少，且煤质差，多属高硫富灰煤。风能资源丰富区主要集中在荆门—荆州、枣阳—英山、部分湖岛及沿湖地带、鄂西南和鄂东南部分高山地区；可开发风能可达332万kW。年接收太阳辐射总量相当于湖北省能源年消耗总量的300倍左右。除鄂西南局部外，绝大部分地区年太阳总辐射为4380～4800MJ/m^2，均为太阳能资源丰富区。其中，鄂东北最多，在4700MJ/m^2以上，其次为鄂西北、鄂北岗地。鄂东北、鄂西北、鄂北岗“三北地区”太阳能资源占湖北省太阳能资源总量的60%以上。

电源建设　20世纪50年代初，湖北省结合农田水利建设兴建了一批小水电站。1958年后，陆续兴建了一批大中型水电工程，水电建设迅速发展，先后建成投产的有白莲河、富水、陆水、丹江口、黄龙滩、葛洲坝和隔河岩等水电站，其中丹江口水电站装机容量90万kW，葛洲坝水电站装机容量271.5万kW，隔河岩水电站装机容量120万kW。长江三峡工程在湖北境内兴建，直接带动湖北电网的巨大发展。三峡水电站装机容量2250万kW，水电站内以15回出线（左岸电站8回，其中留有2回扩建余地，右岸电站7回）对外送电，供电范围涉及华中、华东、南方三大电网，覆盖区域包括湖北、湖南、河南、重庆等八省两市，近182万km^2，惠及人口近6.7亿，约占全国人口的50%。

截至2012年底，湖北省发电装机容量5787万kW（含三峡2250万kW），同比增长8.9%，居全国第7位。其中，水电、火电装机容量分别占62.12%和37.57%，风电及其他装机容量占0.31%。湖北省全年发电量2245.1亿kW·h，其中水电发电量1380亿kW·h，火电发电量863亿kW·h，风电发电量2亿kW·h，太阳能发电量0.1亿kW·h。

电网建设　湖北省大型、特大型水电基地主要集中在鄂西，而用电负荷主要集中在以武汉为中心的鄂东地区，长距离、大容量西电东送成为湖北电网的重要格局。1968年，丹江口水电站—武汉220kV工程投产，湖北全省统一电网建设进入实施阶段。1981年，河南平顶山—武汉输变电工程即中国第一项500kV工程投入运行。此后，葛洲坝—凤凰山、葛洲坝—双河500kV线路建成送电，形成500kV主网，湖北、河南、湖南、江西四省实现联网。

20世纪90年代，中国第一条±500kV直流输电工程连接华中、华东两大地区电网。玉贤500kV变电站及汉双线建成投产，一批220kV输变电工程投入运行，进一步加强了湖北电网的枢纽地位。

2007年12月，三峡输变电工程全面竣工投产，其建设规模为：±500kV直流工程3项，直流线路总长度2965km，换流容量1800万kV·A；500kV交流输变电工程88项，线路总长度6519km，变电容量2275万kV·A；同时建设的还有通信、调度等二次配套系统工程。2008年12月，晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程全面竣工；2009年1月，工程正式投入运行。湖北电网成为三峡电力外送的起点、西电东送的通道、南北互供的枢纽、全国联网的中心。图1为承担了三峡电力外送上海、沟通华中任务的宜都换流站。



图1　宜都换流站（国家电网公司　提供）

2011年，荆门特高压扩建工程通过大负荷试验，湖北电网步入以500kV电网为骨干、以220kV电网为主体、110kV及以下电网覆盖全省城乡、供电人口达6100万的跨省区大电网。截至2012年底，湖北电网拥有110kV及以上变电容量14 852万kV·A，110kV及以上输变电线路4.2万km。2013年湖北电网主接线图见图2。

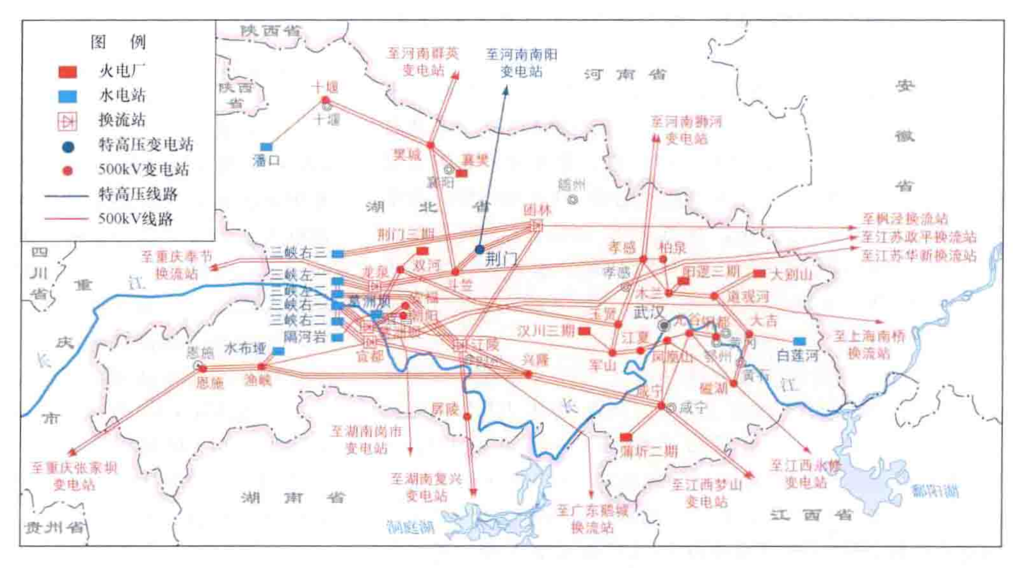


图2　湖北电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1998年，湖北遭受百年罕见的洪涝灾害，全社会用电量457亿kW·h。2012年，湖北省全社会用电量1507.85亿kW·h，其中第一产业用电量18.85亿kW·h，第二产业用电量1060.22亿kW·h，第三产业用电量183.30亿kW·h，城乡居民生活用电量245.48亿kW·h。

电力体制　1949年5月中旬，人民解放军武汉警备司令部派遣军代表进驻既济水电公司及其下属的电厂、配电所和水厂；下旬，武汉市军事管制委员会物资部接管鄂南电力公司。嗣后，孝感、沙市、宜昌等地、市军管会也派员接管电力企业。1952年8月，武汉冶电业局成立，直接管理武汉电网内6个发电厂、4个线路工区和4个营业所，并对省内其他电力企业的计划、技术和业务进行指导，初步实现了对湖北电力工业的统一领导。1958年1月，电力工业部武汉冶电业局改组为湖北省电业局。1959年2月，湖北省电业局改组为湖北省电力工业厅。1980年5月，湖北省电力工业局成立。1993年12月，湖北省电力公司在武汉正式成立，省电力公司与省电力工业局同时并存。2001年2月，撤销湖北省电力工业局，其行政管理职能移交省经贸委。2003年，厂网分开进入实施阶段，原隶属湖北省电力公司的15家发电企业的173.7万kW发电资产及人员，分别划转移交给中国国电集团公司、中国华电集团公司、中国华能集团公司以及湖北省能源集团公司。

湖北省电力公司是国家电网公司全资子公司，注册资金53.5亿元，以电网建设、管理和运营为核心业务，直接为地方经济发展和人民生活提供电力保障。截至2012年底，有直属单位32个，用电客户1885.43万户，其中，专用变压器客户16.52万户，居民客户1790.11万户。2012年，投产110kV及以上输电线路2428km、变电容量1130万kV·A；市场占有率95.98%，同比提高1.96个百分点；完成售电量1182.02亿kW·h，线损率7.08%。

湖北能源集团股份有限公司是主营能源投资、开发与管理的省属最大的能源企业，主要股东为湖北省国资委、中国长江电力股份有限公司、中国国电集团公司等，作为湖北省能源安全保障、能源投融资、推进新能源和能源新技术发展的平台，着力打造水电、火电、核电、新能源等业务板块，初步建成鄂西水电和鄂东火电两大电力能源基地。下属企业包括清江、洞坪、芭蕉河、房县水电公司，鄂州、葛店发电公司，九宫山、齐岳山风电公司，古城银隆电业有限公司等。

Hunan Sheng dianli gongye

湖南省电力工业　(electric power industry in Hunan Province)　湖南省位于长江中游、洞庭湖以南，东邻江西省，西接重庆市和贵州省，南毗广东省和广西壮族自治区，北接湖北省，总面积21.18万km^2。2012年末常住人口6638.9万人。湖南省境内能源矿产以煤为主，探明煤炭储量34亿t，河川水能理论蕴藏量1532.49万kW，铀矿资源较多，且具有一定的开采、冶炼、加工的规模和能力，具

备良好的发展火电、水电和核电的自然资源。

湖南省电力工业始于1897年。该年，湖南宝善成公司在长沙设立电厂，用于照明。随后，岳阳、常德、湘潭等地相继建立电厂。至1949年，湖南省发电装机容量1.53万kW，年发电量约2265万kW·h，最大单机容量为2500kW，35kV输电线路49.7km，尚未形成电网，水电未开发。农业用电量为6.7万kW·h，仅供照明。电力主要供城镇照明、农业加工及少量工矿用电。

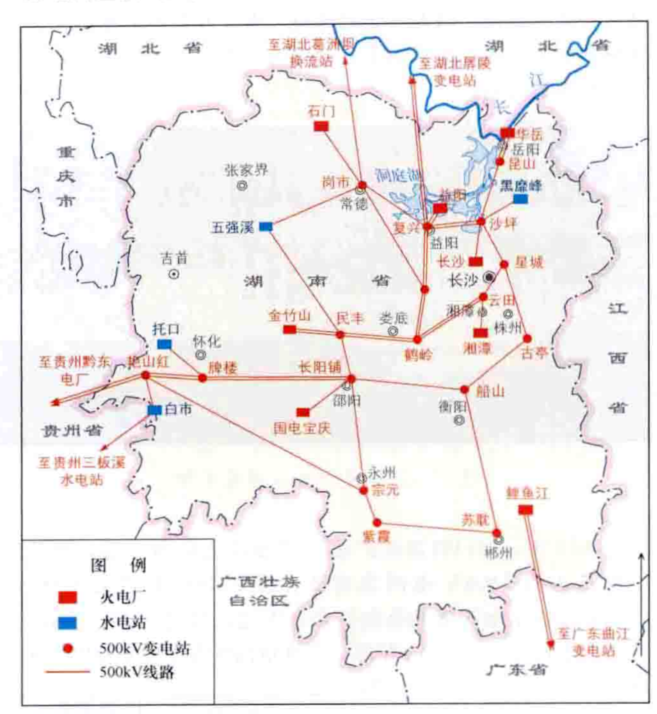
电源建设　从20世纪80年代开始，湖南省开工建设多项水力发电工程，主要有五强溪（装机容量120万kW）、凌津滩（装机容量21万kW）、洪江（装机容量27万kW）、碗米坡（装机容量24万kW）、三板溪（装机容量100万kW）、江垭（装机容量30万kW）、近尾洲（装机容量6.3万kW）等水电站及大源渡航电枢纽工程（装机容量12万kW）、株洲杭电枢纽工程（装机容量14万kW）；扩建工程有凤滩水电站扩建工程（原有装机容量40万kW，扩建装机容量40万kW）、柘溪水电站扩建工程（原有装机容量44.75万kW，扩建装机容量50万kW）和东江水电站扩建工程（原有装机容量50万kW，扩建装机容量51万kW）。

为了弥补水电站水库容量小、枯水期电力大大减少的缺陷，自1967年湖南省第一座国产高温高压机组的大型坑口火电厂——金竹山电厂（装机容量60万kW）开工建设以来，先后陆续投运了耒阳（装机容量40万kW）、华能岳阳（装机容量72.5万kW）、石门（装机容量60万kW）、湘潭（装机容量60万kW）等大型火电厂。至1999年底，湖南省火电装机容量454.94万kW，发电量166亿kW·h。在热电联产方面，1986年建成的装机容量为3万kW的邵阳热电厂是湖南省向用户供热的最大热电厂。加上华能岳阳发电电厂1台0.6万kW供热机组和15个企业自备电厂，共有32台容量20.5万kW的热电联产机组，并开发了益阳石煤电厂（1×6000kW）、宁乡灰汤地热电站（1×300kW）和小型沼气发电站（共27座，装机容量395kW）。湖南省从1958年起进行了水电开发，至1999年底，水电装机容量达571.47万kW，年发电量182亿kW·h，分别占总装机容量和当年发电量的55.68%和52.30%。

2012年，湖南省发电装机容量为3297万kW，其中水电1372万kW，火电1906万kW，风电18.9万kW；年发电量1214亿kW·h，比2011年增长0.8%，其中水电446亿kW·h，火电765亿kW·h，风电2.7亿kW·h。

电网建设　1952年，长沙、湘潭、株洲形成35kV统一调度的电网；1958年开始建设110kV输变电工程，逐步形成湘中北和湘南两个110kV电网；1969年，220kV柘潭线投入运行；1980年，湖南省形成了统一的220kV电网。1984年湖南电网经凤凰山—岳阳—长沙的220kV输电线路联入华中电网；1985年又开始建设葛洲坝—常德—株洲500kV输变电工程，葛洲坝—常德段于1986年10月建成，全线于1988年6月投入运行。联网后，在一般情况下为北电南送，当水电发电量大时为南电北送。截至2011年5月2日，湖南电网实现安全运行30年。

截至2012年底，湖南电网系统拥有特高压线路2条509km；500kV变电站17座、变压器27台、主变压器容量2150万kV·A，线路49条4624km（含三广直流）；220kV变电站130座、变压器227台、主变压器容量3387万kV·A，线路395条12 451km；110kV变电站622座、变压器1005台、主变压器容量3297.35万kV·A，线路1281条20 281km；35kV变电站844座、变压器1373台、主变压器容量637.15万kV·A，线路1859条21 437km。2013年湖南电网主接线图如图所示。



湖南电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1999年，湖南省全社会用电量达376.6亿kW·h，其中工业用电占71.08%，农、林、牧、渔、水利业用电占8.42%，地质普查勘探业用电占0.13%，建筑业用电占0.93%，交通运输、邮电业、通信用电占2.4%，商业、饮食、物资、供销、仓储业用电占2.03%，其他事业用电占2.61%，城乡居民生活用电占12.4%。

2012年，湖南省全社会用电量1345.22亿kW·h。其中，城乡居民生活用电259.66亿kW·h，第一产业用电105.55亿kW·h，第二产业用电824.71亿kW·h，第三产业用电155.3亿kW·h。全年电力需求继续保持增长，省网统调最大用电日负荷2004万kW，最大日用电量3.85亿kW·h，均创历史新高。

电力体制　1958年7月，湖南省水利水电局成立。1959年1月，湖南省水利水电局与湖南省电业局合并为湖南省电力工业局。1960年6月，湖南省电力工业局和湖南省农业厅农田水利局合并为湖南省水利电力厅。1978年4月，湖南省电力管理局成立，当时隶属湖南省水利电力局。1980年5月，湖南省水利电力局和湖南省电力管理局同时撤销，分别成立湖南省水利厅和湖南省电力工业局。1992年12月12日，湖南省电力公司挂牌成立，与湖南省电力工业局一套机构、两块牌子；1993年10月28日，湖南省电力公司以独立法人实体身份成为中国华中电力集团的下属成员单位。2000年华中电力集团公司改组为国家电力公司华中公

司后，成为国家电力公司的全资子公司。2000 年 12 月 22 日，国家经济贸易委员会撤销湖南省电力工业局，其电力行政管理职能划入湖南省经济贸易委员会，实行政企分开。

2002 年电力体制改革后，湖南省电力公司成为国家电网公司的全资子公司，属国有特大型能源供应企业，也是湖南省重点骨干电力企业。主营业务为湖南省电网的规划、建设、运行、检修和营销。

2012 年底，湖南省电力公司资产总额 727 亿元，全年售电量（省内）961.9 亿 kW·h，同比增长 2.5%；主营业务收入 585.3 亿元，同比增长 13.6%；全员劳动生产率 41.5 万元/人年。

除湖南省电力公司外，湖南省还有 3 家成规模的供电企业：湖南新华水利电力有限公司、湖南郴电国际发展股份有限公司和湖南怀化电力集团有限责任公司。

湖南新华水利电力有限公司是由水利部综合事业局和湖南省水利厅于 2007 年 1 月共同注资成立的电力能源投资企业，致力于加强湖南及周区省（区、市）水电资源开发整合和地方电网建设管理业务，在湖南境内控股收购并建设了益阳白竹洲水电站、张家界茶林河水电站、永州浯溪水电站、晒北滩水电站工程和桃源会人溪水电站工程；控股经营湖南浏阳市、花垣县以及道县等地区的地方电网企业。截至 2012 年 7 月，公司资产规模逾 50 亿元，辖有 5 家全资企业、6 家控股企业和 3 家参股企业，拥有可控水电、风电装机规模达 100 万 kW。

湖南郴电国际发展股份有限公司由原郴州、宜章、临武、汝城、永兴电力公司及联合国工发组织国际小水电中心，共六家单位于 2000 年 12 月发起设立。主营电力供应、城市供水及工业气体生产，兼营中小水电综合开发和小水电国际交流及信息咨询。截至 2010 年上半年，公司资产总额近 45 亿元。

湖南怀化电力集团有限责任公司是湖南省最大的地方电网企业，拥有总资产 43 亿元，净资产 19 亿元，年发电量 15 亿 kW·h，年供电量 25 亿 kW·h，年销售收入约 12 亿元，利税 1.5 亿元。下辖 16 家分（子）公司，其中，全资子公司 7 家，控股子公司 3 家，分公司 5 家，参股公司 2 家。集团公司主要从事电网经营、水力发（供）电、输变电工程安装、勘测设计等业务。怀化电力集团有限责任公司电网装机及可调控电源已超过百万千瓦，已建成 220kV 电网，其中 220、110kV 网架已覆盖怀化市及湘黔两省周边铜仁、凯里、邵阳、湘西自治州、常德等地区近 20 个县（市、区）。拥有 220kV 变电站 3 座，110kV 变电站 17 座，35kV 变电站 78 座，高低压线路约 2.5 万 km，变电容量为 152 万 kV·A。主网架两回 220kV、110kV 与国家电网、南方电网并网运行，已具备大容量输送的拓展能力。

Huadian Guoji Dianli Gufen Youxian Gongsi

华电国际电力股份有限公司 (Huadian Power International Corporation Limited) 简称华电国际。中国华电集团公司控股的全国性上市发电公司（股票代码 600027），主要业务为建设、经营发电厂和其他与发电相关的产业，发展领域由单一的火电拓展到水电、风电、生物质发电、太阳能发电、核电和煤炭产业。发展区域由山东一地拓展到四川、宁夏、安徽、河南、广东等 11 个省（区、市）。截至 2012 年底，华电国际控股发电装机容量为 3357.85 万 kW，权益发电装机容量为 2926.16 万 kW，其中控股燃煤和燃气发电机组 3068.4 万 kW，水电、风电、生物质及太阳能发电等可再生能源发电 289.45 万 kW。通过收购已拥有煤炭权益储量超过 21 亿 t，预期权益年产能达 1300 万 t。资产总额 1645.71 亿元。华电国际本部共设置 10 部 1 室，所属单位 55 家，其中分公司 8 家、专业公司 3 家、全资及控股供热企业 2 家，已投运的全资及控股发电厂/公司共 32 家，控参股煤炭企业 16 家。

华电国际的前身山东国际电源开发股份有限公司于 1994 年 6 月 28 日在山东济南注册成立，成立时总股本为 38.25 亿股，装机容量 182.5 万 kW。1999 年 6 月 30 日，H 股（股票代码 01071）在香港联交所上市，总股本增至 52.56 亿股。其中境外上市外资股为 14.31 亿股。2002 年底电力体制改革后，划归中国华电集团公司，2003 年 11 月 1 日，正式更名为华电国际电力股份有限公司。2005 年 2 月 3 日，华电国际 A 股作为国内询价发行第一股，在上海证券交易所正式挂牌上市，总股本达到 60.21 亿股。其中中国华电集团公司占 50.01%的股份；香港 H 股股东占 23.77%的股份。2009 年 6 月，华电国际办公地点由山东济南迁至北京，注册地未变。2009 年 12 月 1 日，华电国际非公开发行 7.5 亿股 A 股，总股本增至 67.71 亿股，其中中国华电集团公司占 47.21%的股份，H 股股东占 19.87%的股份。

华电国际于 2010 年 12 月 28 日建成投产世界首台 100 万 kW 超超临界直接空冷机组——宁夏灵武发电厂二期工程。火电单机平均容量达到 33 万 kW，30 万 kW 及以上机组占装机容量的 87%，60 万 kW 及以上机组占 43%。2012 年 12 月 6 日，中国第一座智能化电厂——华电莱州发电有限公司一期工程全面建成（见图）。在全国率先探索实施并完善秸秆发电、污泥发电技术，填补了国内发电行业的技术空白。组织实施的污泥资源化工程取得国家知识产权局专利。

华电国际在全国火电大机组竞赛中，多次荣获 100 万、60 万、30 万 kW 和 10 万 kW 级机组竞赛的第一名；6 个工程荣获中国建筑工程最高奖“鲁班奖”，12 个工程被授予“中国电力优质工程奖”（见优质工程评选）。在中国电力行业率先实施推广 FAM 系统，入选 2005 年“中国信息化 500 强”企业。



华电莱州发电有限公司一期工程（华电集团 提供）

Huaneng Guoji Dianli Gufen Youxian Gongsi

华能国际电力股份有限公司 （Huaneng Power International，Inc.） 简称华能国际。成立于1994年6月30日，由华能国际电力开发公司联合7家地方投资公司共同创建，总部设在北京；主要业务是利用现代化技术和设备及国内外资金，在全国范围内开发、建设和运营大型发电厂。截至2012年底，华能国际在境内可控发电装机容量6275.6万kW、权益发电装机容量5657.2万kW，华能国际电厂广泛分布在中国19个省、区、市，是中国最大的上市发电公司之一。另外，华能国际在新加坡全资拥有一家营运电力公司。华能国际加大煤炭、港口、航运的投资力度，煤炭自供能力、港口储运中转能力及海上运输能力进一步提高，电煤港运产业协同基本形成。

华能国际是国内第一家国有控股、境内外三地上市的发电公司，其直接控股股东为华能国际电力开发公司，最终控股股东为中国华能集团公司。1994年10月，华能国际在全球首次公开发行了12.5亿股境外上市外资股，并以3125万股美国存托股份（ADS）形式在美国纽约证券交易所上市（股票代码：HNP）。1998年1月，华能国际外资股在香港联合交易所有限公司（香港联交所）以介绍方式挂牌上市（股票代码902），同年华能国际又完成了2.5亿股外资股的全球配售和4亿股内资股的定向配售。2001年11月，华能国际在上海证券交易所成功发行了3.5亿股A股，其中2.5亿股为社会公众股。2010年12月，华能国际完成了15亿股以人民币计价的普通股（A股）和5亿股境外上市普通股（H股）的非公开发行，总股本约140.6亿股。

华能国际先后建设了中国第一台进口超临界60万kW燃煤发电机组、第一台国产超临界60万kW燃煤发电机组和第一台国产100万kW超超临界燃煤发电机组，建成了国内首座百万千瓦等级超超临界火力发电厂、首台数字化百万千瓦机组和首台集脱硫、脱硝、脱碳为一体的60万kW级超超临界机组，建成投运国内第一个二氧化碳捕集试验示范装置和全球捕集能力最大的二氧化碳捕集项目。

华能国际建立了与国际接轨的会计制度和内部控制体系，并以“零缺陷”通过内控审计，成为国内率先满足美国萨班斯法案404条款要求、在美上市的央企控股公司。华能国际先后荣获了《亚洲货币》杂志颁发的“中国区全面最佳管理公司”奖，《欧洲货币》杂志颁发的“亚洲最佳公用事业公司”奖，《资产》杂志评选的“十大中国最佳公司管治”奖，《财富中国》评选的“中国最具行业领导力上市公司”等奖项。2010年，华能国际位列《财富》（中文版）中国上市公司500强排行榜第27位，成为电力行业唯一进入30强的上市公司。

Huarun Dianli Konggu Youxian Gongsi

华润电力控股有限公司 （China Resources Power Holdings Company Limited，简称CR Power） 简称华润电力。成立于2001年8月，法定股本100亿港元，是华润（集团）有限公司（简称华润集团）的旗舰香港上市公司，主要在中国经济较发达或煤炭资源丰富的地区投资、开发、建设、运营和管理火电、风电、水电、煤炭及分布式能源项目。

华润电力母公司——华润集团是一家在香港注册和运营的多元化控股企业集团，迄今已有70余年历史。华润集团下设7大战略业务单元、21家一级利润中心，有实体企业1200多家。集团核心业务包括消费品（含零售、啤酒、食品、饮料）、电力、地产、医药、水泥、燃气、金融等，其中零售、啤酒、电力、地产、燃气、医药已确立行业领先地位。华润集团在香港拥有5家上市公司，其中华润创业、华润电力、华润置地位列香港恒生指数成分股，成为华润旗下的“蓝筹三杰”。2012年，华润集团位列《财富》全球企业500强第233位，较2011年提前了113位。



截至2012年底，华润电力投资区域已覆盖中国19个省、区、市，管理和拥有67家电厂，运营权益发电装机容量达2527.1万kW，其中火电2329.2万kW，风电162.2万kW，水电28万kW，燃气电厂7.7万kW；参控股煤炭项目12个，可控产能约3352万t/a；资产总额1778亿港元；发电量超过1200亿kW·h。

华润电力于2003年11月在香港联合交易所主板上市（股份编号0836.HK）。2004年3月纳入恒生综合行业指数（公用事业）、恒生香港中资企业指数。2005年5月纳入摩根士丹利资本国际中国指数。2009年6月8日正式纳入恒生指数成分股，也成为唯一入选恒生指数成分股的中资电力公司。2011年，华润电力连续第五年入选“普氏全球能源企业250强”，在独立发电商和能源交易商中位列全球第六，亚洲第四；获亚洲增长最快能源企业第4名；入选《福布斯》全球2000强，综合排名较2010年提高201位，列946位；2012年，华润电力连续第六年入选《福布斯》全球上市公司2000强，综合排名较2011年提高96位，列第850位。

huashi nengyuan

化石能源 （fossil energy；fossil fuel） 由古代生物的化石沉积经长期演变而来的碳氢化合物或其衍生物。它是一次能源，所包含的天然资源有煤炭、石油和天然气（见*煤炭资源、石油资源、天然气资源*）。

化石能源是全球消耗的最主要能源。化石能源是有限的，随着人类的不断开采，化石能源的枯竭是不可避免的，大部分化石能源在21世纪将被开采殆尽。非化石能源将成为能源开发利用的发展方向。非化石能源指除煤炭、石油、天然气等经长时间地质变化形成的，只供一次性使用的能源类型外的能源，主要包括*可再生能源*（风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等）及*核能*等（见*风能资源、太阳能资源、水能资源、生物质能资源、地热资源*）。

huaxueneng

化学能 （chemical energy） 物质发生化学反应时所释放的能量。化学能不能直接用来做功，只有在发生化学变化时才释放出来，变成热能或者其他形式的能量。在所有化学反应过程中，都伴随有吸热反应或放热反应。根据能量

守恒定律，反应过程中热能增加或减少的同时必然有其他形式的能量相应减少或增加，这种其他形式的能量，就是参与化学反应的物质的化学能。一切化学反应实质上就是原子最外层电子运动状态的改变，化学能的来源是这种原子最外层电子运动状态改变和原子能级发生变化的结果。在化学反应过程中，反应物质的原子重新排列后产生新的化合物，同时也导致化学能的变化。这一化学能的变化与伴随反应而发生的热能变化数量相等、方向相反。

根据化学反应过程中物质系统的压力或体积是否发生变化，所释放出的热量有定压反应热与定容反应热之分。定压反应热等于恒定压力下化学能的变量，即焓变量的负值；定容反应热等于恒定体积下化学能的变量，即所谓内能变量的负值。

由于物质化学能的绝对值无法测量，而只能测量其改变值，故通常先假定一个化学能为零的标准点，然后测量被测元素和化合物相对这一标准点的化学能增减值。

化学能的应用领域非常广泛，使用方式也很多，主要途径是通过能量转换。炸药就是利用药粉在被引燃的瞬间，其化学能转换成大量的热能，形成巨大的爆炸力；日常使用的干电池，就是利用构成原电池的物质发生氧化还原反应，产生电子得失，将物质的化学能转换成电能；工业中的电解、电镀则是通过外加电源，将电能转换成化学能的过程。在电力工业中，应用化学能的实例也很多。煤、油、天然气等化石燃料燃烧放热，都是将化学能转换成热能，再将水加热变为蒸汽，用以驱动汽轮发电机组发电；燃料电池发电则与干电池的原理类似，利用化学原电池直接将物质的化学能转换成电能，效率更高。

huise yucefa

灰色预测法 (grey forecasting method) 利用灰色系统理论所做的预测，是一种对含有不确定因素系统进行预测的方法。

灰色系统 介于白色系统和黑色系统之间的一种系统。白色系统是指信息完全已知的系统，即系统的信息是完全充分的。而黑色系统是指内部信息完全未知的系统。灰色系统内的一部分信息是已知的，另一部分信息是未知的，系统内各因素间具有不确定关系。一般地说，社会系统、经济系统、电力系统都是灰色系统。灰色系统理论是中国学者邓聚龙(1933—2013) 于20世纪80年代初创立的一种预测理论，被广泛应用于经济、农业及工业控制等各方面的预测中。

灰色预测模型 (grey model) 使用广泛的灰色预测模型就是关于数列预测的一个变量、一阶微分的 *GM* (1，1) 模型。*GM* (1，1) 模型是基于随机的原始时间序列，经按时间累加后形成的新的时间序列呈现的规律，可用一阶线性微分方程的解来逼近。经证明，经一阶线性微分方程的解逼近揭示的原始时间数列呈指数变化规律。因此，当原始时间序列隐含着指数变化规律时，*GM* (1，1) 模型的预测将非常成功。*GM* (1，n)表示对 n 各变量用一阶微分方程建立的灰色模型，也较为常用。

灰色预测法通过鉴别系统因素之间发展趋势的相异程度，即进行关联分析，并对原始数据进行累加生成处理，寻找系统变动的规律，生成有较强规律性的数据序列，然后建立相应的微分方程模型，从而预测事物未来发展趋势的状况。它用等时距观测到的反应预测对象特征的一系列数量值构造灰色预测模型，预测未来某一时刻的特征量，或达到某一特征量的时间。灰色预测具有要求数据少、运算简洁、短期预测精度高及易于检验等优点，比较适合于指数增长性的数据。但数据离散程度越大，即数据灰度越大，预测精度越差。

灰色预测法运用灰色模型进行定量预测，从功能上分为：①数列预测。对某事物发展变化的大小与时间所做的预测。②灾变预测。对异常值的预测。③季节灾变预测。对一年内某个特定时区灾变异常值出现时刻的预测。④拓扑预测。使用 *G* (1，1) 预测未来发展变化的整个波形。⑤系统预测。对系统中几个量的预测，预测变量之间发展变化的关系，预测系统中主导因素的作用。

见电力需求预测。

huigui fenxifa

回归分析法 (regression analysis method) 应用数理统计方法建立的回归方程式和预测期的经济、气候等指标，计算预测期的用电量及其变化趋势的方法。

一般地说，回归分析是在分析和掌握大量观察数据的基础上，利用数理统计学方法建立因变量与自变量之间的回归关系函数表达式，来描述其数量上的相互关系，并用以测算因变量的过程。函数表达式即称回归方程式。研究的因果关系只涉及一个自变量的回归分析，称一元回归分析；涉及两个或两个以上自变量的回归分析，称多元回归分析。在回归分析中，依据描述自变量与因变量之间因果关系的函数表达式是线性或非线性，又分为线性回归分析和非线性回归分析。通常线性回归分析法是最基本的分析方法。在多数情况下，非线性回归问题，可通过数学手段（变量替代等）化为线性回归问题处理。

用电量与经济指标（国民收入、国内生产总值、物价指数、电价、工资与生活水平、人口、家庭数及住房面积等）存在相关关系，而且受气候等因素的影响。用回归分析法预测用电量，就是把这些与用电量相关的经济指标和气候指标作为自变量，用电量作为因变量，选用历史统计资料的数据作为观测值，建立回归方程，通过该方程及获取的预测年经济、气候等指标，计算预测期的用电量。

见电力需求预测。

huodianchang yunxing guanli

火电厂运行管理 (operation management thermal power plant) 火电厂运行过程中，为了不间断地按调度要求向电网提供质量合格的电力进行的工作。它以安全管理和经济管理为基础，使电厂达到可用率高，可调性好，长期安全经济运行。其主要内容有：建立健全火电厂运行组织机构和运行管理制度，实施火电厂运行管理优化，进行火电厂运行技术优化。图为获2009年度亚洲最佳环保电厂金奖的上海外高桥第三发电厂。

火电厂运行管理制度 按照火电厂运行的客观要求，对运行管理工作的范围、内容、程序和方法做出规定，由此形成的各种规程或制度。

(1) 各级运行管理人员、技术人员和操作人员的岗位责任制，及各项运行管理制度，包括交接班、巡回检查、定期



外高桥第三发电厂（三期工程获得2009年度国家优质工程金质奖）

试验切换、操作票（含操作监护）、工作票（含停复役）、运行分析和清洁卫生等制度；与运行有关的制度，包括培训制度、设备缺陷管理制度、设备评级制度、设备检修后验收制度等。

（2）各主要设备和辅机的现场运行规程（包括事故处理规程）及与运行有关的规程，包括现场安全规程、消防规程等。明确规定各项规程的编写、审核和批准的程序，修订的周期，发放的范围和参加学习考试的人员。现场规程应根据设备特性、制造厂资料、设计资料、现场具体条件、运行经验、行业/国家导则（规程）、技术通报、事故通报和上级有关规定修编，并根据实际情况，定期组织学习和考试。

（3）以值长为首的运行调度系统。值长担负领导和指挥全厂运行操作的任务。值长直接受命于上级调度机构的调度员，在一般情况下，必须执行调度命令，并做好记录，任何人不得干预调度命令；只有在危及人身安全或设备安全的条件下，下级才可拒绝执行上级的调度命令，并应申述理由。

（4）正常的生产秩序和必要的会议制度。定期开展安全大检查，组织全厂性反事故演习和特殊性的现场安全检查，定期召开全厂运行分析会议（包括技术经济指标分析），组织制定处理重大异常情况和设备缺陷的技术措施等。

火电厂运行管理优化 一般应包括：①了解机组设计数据，检查机组的设备性能状况，分析节能潜力；②从机组设备和运行方式两方面进行改进和试验调整，确定机组可能达到的最佳运行方式和性能指标；③根据机组实际情况，建立机组性能计算及耗差分析模型，完善机组在线数据采集、监测及性能计算系统；④实施机组性能在线监测，为运行操作人员提供在线优化指导；⑤建立以供电煤耗率为考核指标的节能管理体系，并利用计算机在线系统进行动态运行考核；⑥建立以在线监测系统为基础的机组运行优化管理考核机制，明确对机组运行优化管理的职责要求；⑦定期总结，确定新的优化目标，实现机组不断优化；⑧从运行控制方式上提高环保管理水平，严格控制烟尘、废水的排放，使各项指标符合要求。

火电厂运行技术优化 在电网峰谷差越来越大、大型机组频繁参与调峰的形势下，火电厂运行技术优化是指导火电厂优化运行的主要手段。火力发电机组运行技术优化是以最优化理论为指导，依据机组主辅机设备实际运行情况，进行全面优化试验，根据试验结果及综合分析总结，建立一整套运行优化操作程序和合理的优化软件包，使机组能在各种负荷范围内保持最佳的运行方式和最合理的参数匹配，包括锅炉运行技术优化、汽轮机运行技术优化等。

锅炉运行技术优化 主要包括锅炉风量的优化、制粉系统的优化、吹灰系统的优化等。

（1）锅炉风量优化。主要是为了解决可燃物高、运行经济性差等问题，调整对象包括入炉总风量、燃烧风量。为了准确反映一次风量、二次风量及入炉总风量，同时为调整试验做准备，优化试验，首先对风量测量一次元件进行标定，并将标定结果用于修正热工测量系统，以保证控制系统自动调节的正确性。燃烧器配风调整主要是从安全的角度出发，重点调整炉膛火焰结构，使炉膛内火焰不偏斜、不飞边、着火点位置合理、降低燃烧器区域结焦倾向；同时解决汽温偏差、氧量偏差等问题。

（2）制粉系统优化。制粉系统是与锅炉机组密不可分的主要辅助系统，特别是在发电用煤供应紧张、煤质多变的情况下，其运行性能对锅炉机组的安全、经济运行有重要影响。重点调整煤粉细度和煤粉分配均匀性，同时对于中储式和直吹式系统，根据其各自特点，进行相关的专门试验，得出制粉系统最佳运行方式，以降低制粉单位电耗。

（3）吹灰系统优化。锅炉受热面沾污，传热效率下降，势必导致热交换后移，排烟温度和减温水量变化，影响锅炉热经济性。大多数电厂采用定期吹灰，这样做虽然可以保持受热面清洁，但会造成吹灰蒸汽损失和受热面冲蚀引起的费用消耗，优化的目的就是要使受热面沾污带来的损失和吹灰损失之和最小。计算各受热面的沾污情况，需要对受热面进行全面的热力计算，可以采用从汽水侧开始计算，反算烟气侧温度。

汽轮机运行技术优化 主要包括凝汽器系统的优化、循环水泵的优化、汽动给水泵组优化等。

（1）凝汽器系统优化。凝汽器的性能可以通过几个重要的指标如端差、传热系数和清洁系数进行监测。凝汽器系统运行优化的基本功能是：通过这些指标的计算和统计，诊断凝汽器存在的故障类型和原因，便于运行人员及时调整合理的运行方式。最佳凝汽器背压试验，其内容包括机组微增出力试验和循环水泵运行优化配置试验，通过不同负荷下改变凝汽器背压，测量机组的微增功率及循环水泵功耗，寻找最佳凝汽器背压。

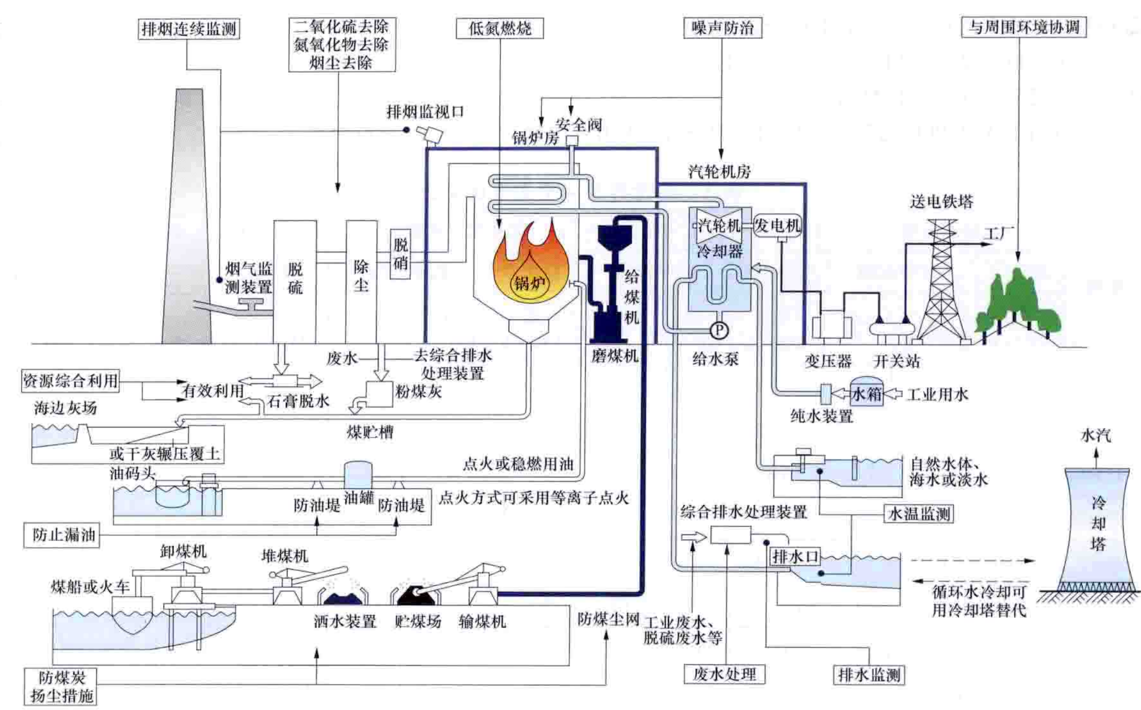
（2）循环水泵优化。通过对凝汽器进行试验定出几个负荷工况点，测量循环水泵流量和功耗，然后进行热力计算，在不同的工况点区间调整循环水泵运行方式或者运行台数，获得循环水泵的运行优化配置，达到节能的目的。

（3）汽动给水泵组优化。根据单台汽动给水泵余量较大的特点，在低负荷时进行电动给水泵和汽动给水泵不同备用方式试验，以获得较高的运行经济性。通过不同负荷定、滑压运行方式下的泵组效率和耗汽量的测量，确定汽动给水泵组的最佳运行参数和运行方式。

huodian huanjing baohu

火电环境保护 （environmental protection for fossil-fired power） 依据环境保护法规和标准，对火电厂

（重点为燃煤电厂）建设及生产过程中排放的污染物及对环境不利影响因素进行预防和治理的行为。火电环境保护措施按生命周期阶段可分为建设期、生产期和服役期满后的环境保护；按专业可分为大气污染物控制、水污染控制、固体废物控制、噪声污染控制等。



燃煤电厂环境保护

火电厂排放的污染物　主要为火电厂在建设和生产过程中排放的废气、废水、固体废物等污染物，以及振动、噪声等污染因素。火电厂废气主要为燃料燃烧后生成的烟气，烟气中含有的二氧化硫、氮氮化物、烟尘、重金属等一次污染物，通过高烟囱排放，经过大气扩散后对空气环境质量造成影响，同时部分二氧化硫、氮氧化物等气态污染物会通过大气化学作用形成酸雨、细颗粒物等二次污染物。火电厂生产过程中排放的化学废水（主要是电厂用水处理过程中产生的）、生活污水、冲灰废水（湿法除灰时产生的，20 世纪 90 年代前建设的电厂大多采用湿法除灰）、脱硫废水等，如处理不好直接排入水体和土壤，均会造成不同程度的污染。火电厂运行中产生的排汽噪声、机械性噪声、电工设备低频噪声等，如超过环境噪声标准，会对人体健康造成影响。火电厂产生的固体废物主要为粉煤灰、脱硫副产品、失效的脱硝催化剂等，对未能综合利用的固体废物处置不当会引起土壤、水体、空气环境污染。

火电环境保护措施　为降低火电厂对环境的不利影响，在建设前需进行环境影响评价，对拟建项目带来的潜在环境影响做出定性或定量的评估，提出污染防治措施。在火电厂建设阶段，设计单位应在设备选型、设备布局、污染物控制技术选择等方面做出有利于消除或者减少环境污染的设计，安装、施工等单位应建设好环保设施。在火电厂生产运行阶段，应按环境保护要求运行维护好环境保护设施，做好各种污染物的治理工作，同时加强污染物排放监测。设备服役期满后，还需做好设备的回收、综合利用及相关场地恢复等工作。大气污染物控制按污染物种类可划分为烟尘控制、二氧化硫控制、氮氧化物控制、重金属控制等。水污染控制一般采用沉淀、絮凝、中和、生物处理、过滤、吸附、膜分离、消毒等技术进行废水处理或回用。固体废物控制主要是固体废物的无害堆存和综合利用，其中以粉煤灰综合利用和脱硫石膏综合利用为主。噪声污染控制主要通过噪声源控制和噪声传播途径控制两种方式实现。图中给出了燃煤电厂环境保护的各项措施。

见电力工业环境保护。

huoli fadian

火力发电　(fossil-fired power generation; thermal power generation)　通过燃烧化石燃料（煤、油、气或其他碳氢化合物），将所得到的热能转换为机械能，驱动发电机产生电力的过程。实现这种电能转换技术的工厂称为火力发电厂，其中完成上述能量转换过程的设备组合称为火力发电机组。火力发电主要有蒸汽动力发电、内燃机发电、燃气轮机发电；以煤为燃料的火力发电还包括整体煤气化联合循环发电等洁净煤发电。火力发电机组在发电的同时，又对外供热，称为热电联产。火力发电的发展，主要体现在上述火力发电技术的发展。

火力发电是最早得到实用的发电技术，也是世界上最主要的发电方式。1875 年法国巴黎北火车站首先用蒸汽机发电供附近照明，1879 年美国旧金山建成出售电力的火力发电厂，蒸汽动力发电开始发展；1884 年英国工程师 C. A. 帕森斯制成功率 10hp（7.46kW）多级轴流反动式汽轮机，蒸汽机逐渐被汽轮机所取代；1897 年德国工程师 R. 狄塞尔（R. Diesel，1858—1913）制成可供实用的柴油机，内燃机发电成为火力发电的另一种方式；1939 年瑞士制成 4000kW 发电用燃气轮机，使燃气轮机发电得到应用。燃气-蒸汽联合循环机组发电热效率比同容量蒸汽动力发电机组的热效率高，20 世纪 70 年代以来得到迅速发展；以整体煤气化联合循环发电技术为代表的洁净煤发电技术的研发同期开始进行，1984 年在美国冷水电厂（Cool Water Plant）建成第一座整体煤气化联合循环发电试验装置，验证了整体煤气化联

合循环发电技术的可行性；热电联产技术的研发始于蒸汽轮机的应用，最早是在需用蒸汽的工业企业自备电厂中得到验证，继而建起了向区域供热的热电厂。

2011 年世界发电量达到 221 260 亿 kW·h，火力发电量占 68.0%，水力发电和核能发电分别占 15.8% 和 11.7%。表 1 为 1950～2011 年全世界及 4 个主要国家火力发电发展概况；表 2 为 2010 年全世界发电量和发电装机容量居前 10 位的国家电力概况。

表 1　全世界及 4 个主要国家火力发电发展概况

年份	世界合计			美　国			俄罗斯（苏联）*			日　本			中　国		
	发电量	其中火电		发电量	其中火电		发电量	其中火电		发电量	其中火电		发电量	其中火电	
	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%
1950	9589	6162	64.3	3887	2880	74.1	912	785	86.1	463	85	18.4	46	38	82.9
1960	23 577	16 139	68.5	8442	6941	82.2	2923	2414	82.6	1016	570	56.1	594	520	87.5
1970	50 690	26 992	73.0	16 398	13 673	83.4	7409	6129	82.7	3506	2749	78.4	1159	954	82.3
1980	80 176	55 891	69.7	22 896	17 538	76.6	12 940	10 371	80.1	5468	3816	69.8	2855	2279	79.8
1990	113 005	71 363	63.2	30 342	21 036	69.3	16 361	12 041	73.6	8133	5240	64.4	5903	4652	78.8
1995	126 044	77 875	61.8	33 494	22 939	68.5	8152	5460	67.0	9359	5680	60.7	9563	7561	79.1
2000	146 124	93 231	63.8	37 973	26 925	70.9	8313	5443	65.5	9896	5834	59.0	12 806	10 415	81.3
2005	173 187	114 243	66.0	40 426	29 095	72.0	9019	5884	65.2	10 295	6393	62.1	23 700	19 221	81.1
2008	191 575	128 617	67.1	41 076	29 267	71.3	9846	6651	67.6	10 172	6679	65.7	32 807	26 186	79.8
2009	190 713	126 677	66.4	39 384	27 265	69.2	9399	6102	64.9	9887	6167	62.4	35 084	28 025	79.9
2010	202 253	134 733	66.6	41 122	28 834	70.1	9838	6543	66.5	10 518	6641	63.1	39 041	30 630	78.5
2011	221 260	150 540	68.0	40 991	27 903	68.1	9963	6687	67.1	10 507	7807	74.3	45 773	35 955	78.6

* 1995 年及以后数据指俄罗斯，其余年份指苏联。
资料来源：美国能源信息管理署（EIA）。

表 2　2010 年全世界发电量和发电装机容量居前 10 位的国家电力概况

序号	国家	发电量（亿 kW·h）	水电（%）	火电（%）	核电（%）	装机容量（万 kW）	水电（%）	火电（%）	核电（%）
1	美　国	41 122	6.3	70.1	19.6	10 396	7.6	75.3	9.7
2	中　国*	42 278	16.2	73.4	1.8	96 641	22.4	73.4	1.1
3	日　本	10 518	7.7	63.1	26.0	28 703	7.8	63.5	17.1
4	俄罗斯	9838	16.8	66.5	16.5	22 911	20.5	68.4	10.6
5	印　度	9041	12.5	82.9	2.2	20 809	19.5	70.8	2.2
6	加拿大	5909	58.9	23.4	14.6	13 695	54.7	31.7	9.2
7	德　国	5880	3.4	58.9	22.7	15 322	2.8	46.0	13.4
8	法　国	5371	11.4	9.8	75.8	12 427	14.7	22.1	50.8
9	巴　西	5069	78.8	11.9	2.7	11 373	71.0	19.6	1.9
10	韩　国	4675	0.8	68.6	30.2	8466	1.9	71.1	20.9

资料来源：美国能源信息管理署（EIA）。中国的数据来源于中国电力企业联合会统计资料。

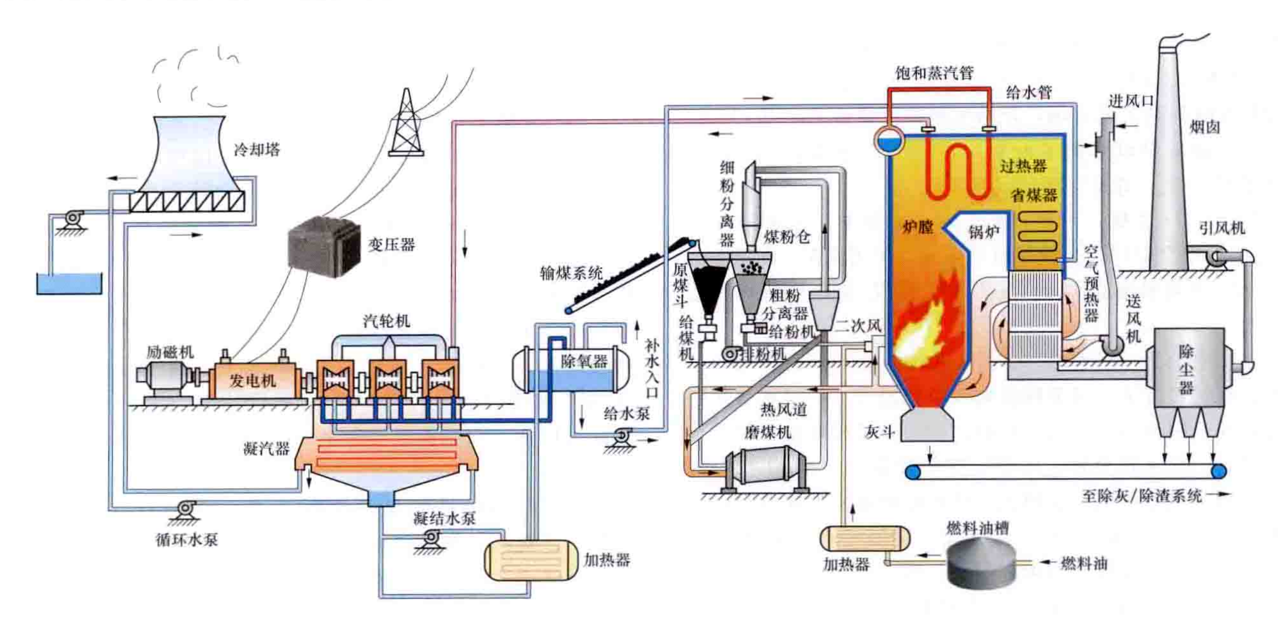
蒸汽动力发电技术的发展　蒸汽动力发电是指利用化石燃料燃烧释放的热能，产生具有一定压力和温度的蒸汽，蒸汽的热能在汽轮机中转换为机械能，再通过发电机转换为电能的发电方式。在未来较长时期，这种发电方式在火力发电领域中还将占主要地位。100 多年以来，随着发电设备设计和制造水平的提高，蒸汽动力发电技术有了很大的发展变化，主要体现在单机容量增加和蒸汽参数的提高、电厂容量的增大、自动化水平的提高以及环境保护设施的日益完善等诸多方面。图为燃煤发电生产示意图。

单机容量　20 世纪初，汽轮发电机组的单机容量为 1000kW～1 万 kW，1924 年到 5 万 kW，1925 年到 10 万 kW，1930 年到 20 万 kW，1955 年到 30 万 kW，1960 年到 50 万 kW，1963 年到 70 万 kW，1965 年到 100 万 kW，1969 年到 110 万 kW，1972 年到 130 万 kW（双轴），1981 年到 120 万 kW（单轴）。

从 20 世纪 90 年代开始，随着技术的不断完善，大容量机组的等效可用系数已超过 92%，可用率已得到显著提高。世界上装有单机容量 80 万 kW 及以上机组的国家主要有美国、俄罗斯、日本、德国和中国。

蒸汽参数　提高蒸汽参数是提高机组效率的主要措施。

20 世纪初，汽轮机蒸汽参数一般为低压参数（主蒸汽参数为 1.28MPa/200℃～300℃）；20 世纪 30 年代开始采用中压参数（主蒸汽参数为 2.84MPa/400℃）和高压参数（主蒸汽参数为 8.6MPa/490℃）；20 世纪 40 年代初欧美国家开始采用超高压参数（主蒸汽参数为 13.7MPa/500℃）和亚临界参数（主蒸汽参数为 15.9MPa/500℃）；20 世纪 50 年代开始，美国率先发展超临界参数（主蒸汽参数为 24MPa/



燃煤发电生产示意图

540～560℃）和超超临界参数（主蒸汽压力大于或等于27MPa，或主蒸汽压力大于或等于24MPa且主蒸汽和再热蒸汽温度大于或等于580℃）。1960年在美国埃迪斯通（Eddystone）发电厂投运的32.5万kW 1号机组，蒸汽参数达到34.5MPa/650℃/566℃/566℃，二次中间再热，后由于高温材料问题参数降低到31MPa/610℃/560℃/560℃运行。

在20世纪七八十年代，超临界机组的蒸汽温度基本保持在540～560℃的范围。从20世纪90年代开始，由于环保要求日益严格，同时新材料开发成功，国际上超超临界参数机组得到了快速发展。超超临界技术领先的国家主要有日本、德国、丹麦和中国，表3给出了日本、德国、丹麦和中国投产的主要蒸汽动力发电机组蒸汽参数情况。

表3　日本、德国、丹麦和中国主要蒸汽动力发电机组蒸汽参数情况

国家	电厂名称	机组容量（万kW）	蒸汽参数（主蒸汽压力/主蒸汽温度/一次再热蒸汽温度/二次蒸汽再热温度）	投产年份
日本	松浦（Matsuura）电厂1号机组	100	24.1MPa/566℃/566℃	1991
	松浦（Matsuura）电厂2号机组	100	24.1MPa/593℃/593℃	1997
	三隅（Misumi）电厂1号机组	100	24.1MPa/600℃/600℃	1998
	橘湾（Tachibanawan）电厂	105×2	25MPa/600℃/610℃	2000
	矶子（Isogo）电厂2号机组	60	25MPa/600℃/620℃	2009
德国	博茨堡（Boxberg）电厂	90	26.8MPa/545℃/580℃	1999
	利本道夫（Lippendorf）电厂	93×2	26MPa/550℃/580℃	1999～2000
	尼德豪森（Niederaussen）电厂	101.2	27.4MPa/580℃/600℃	2002
丹麦	埃斯比约（Esbjerg）电厂3号机组	41.2	25MPa/560℃/560℃	1991
	北日德兰（Nordjyllands）电厂3号机组	41.2	28.5MPa/580℃/580℃/580℃	1998
	阿维杜（Avedore）电厂2号机组	37.5	25MPa/580℃/600℃	2001
中国	玉环发电厂	100×4	26.25MPa/600℃/600℃	2006～2007
	邹县发电厂7、8号机组	100×2	25MPa/600℃/600℃	2006～2007
	外高桥第三发电厂	100×2	27MPa/600℃/600℃	2008

蒸汽参数提高的下一阶段发展目标是使主蒸汽和再热蒸汽温度达到700℃级别，国际上开展700℃超超临界技术开发的地区和国家有欧盟、美国、日本和中国。

欧盟于1998年启动了“700℃先进超超临界燃煤发电技术”发展计划，简称“AD700”计划，其目标是开发50万kW级、蒸汽参数达到35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。

美国能源部于2001年启动了先进超超临界发电技术研发计划，其目标是开发75万kW级、蒸汽参数为35MPa/730℃/760℃的先进超超临界发电技术，并分别于2001年和2005年启动了“超超临界燃煤电站锅炉材料”和“超超临界燃煤电站汽轮机材料”的研发计划。

日本政府于2008年启动了“先进超超临界发电技术”研发计划，简称“A-USC计划”，其目标是开发60万kW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的先进超超临界机组。

中国政府于2011年启动了“国家700℃超超临界燃煤发电技术”开发计划，成立了国家700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟，其目标是开发60万kW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。

电厂容量　电厂容量与单机容量、所在地区电网结构及电网规模密切相关。20世纪50年代以前，各国火电厂的容

量大多不超过 50 万 kW；20 世纪 60 年代陆续出现容量超过 100 万 kW 的火电厂；20 世纪 60 年代中期之后，30 万～70 万 kW 机组得到大量应用，开始出现容量超过 200 万 kW 的火电厂；随着单机容量增大为 80 万～130 万 kW，20 世纪 70 年代中期电厂容量突破 300 万 kW。

截至 2011 年底，全世界最大的火力发电厂为韩国保宁（Boryeong）发电厂，火电装机容量为 580 万 kW，包括 8 台 50 万 kW 燃煤机组和 12 台 15 万 kW 燃气-蒸汽联合循环发电机组。

自动化水平　20 世纪 40 年代以前，发电厂的单机容量不大，系统较简单，以采用就地手动控制为主，仅对参数快速变化的个别设备辅以自动控制，使用大量就地显示仪表和记录仪表监视过程参数，自动化水平较低；20 世纪 40～60 年代，随着机组单机容量增大，就地控制逐步发展为控制室集中控制；自 20 世纪 60 年代开始，随着计算机技术的发展，又发展为以计算机为中心的炉、机、电协调控制的集中控制系统，显示仪表和记录仪表被替代，集中控制系统除执行机组起停、负荷调节、事故处理和保护等功能外，还包括执行数据采集、性能计算、故障报警、屏幕显示、事故追忆、制表打印等多项功能，电厂自动化水平得到较大提高。

环境保护　蒸汽动力发电厂环境保护主要是针对电厂排放的烟尘、二氧化硫、氮氧化物等大气污染物，温排水及废污水等水污染物，灰渣、脱硫石膏等固体废弃物，噪声污染等根据环保标准要求采取必要的治理措施，以使电厂污染物排放满足所在国或地区的环保标准要求。环保技术的发展主要体现在蒸汽动力发电厂烟尘、二氧化硫、氮氧化物等污染物排放控制技术的发展上，其总体趋势是朝着环保标准要求更严格的方向发展。（见火电环境保护）

烟尘排放控制技术经历了水膜除尘器、静电除尘器、袋式除尘器的发展历程，除尘效率从 70%发展到 99.99%。

二氧化硫排放控制技术自问世以来，世界各国主要采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫技术，随着该项技术的不断完善，其脱硫效率可达 98%。但由于该项技术要消耗大量的水资源，所以日本、德国等国家研究采用活性焦干法脱硫技术，并已在部分电厂采用。

氮氧化物排放控制技术方面，世界各国主要采用低氮燃烧技术（脱硝效率 25%～40%）、选择性非催化还原（SNCR）技术（脱硝效率 25%～40%）和选择性催化还原（SCR）技术（脱硝效率 80%～90%）。

随着环保标准的日益严格，欧美等发达国家对燃煤电厂汞等重金属排放限值做出了规定，中国在 GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》中也首次提出汞的排放限值。

内燃机发电技术的发展　内燃机发电以其热效率高、燃料适应性强、结构紧凑，安装简便、运行灵活等优点而被广泛应用。内燃机发电技术从诞生到现在经历了 100 多年的发展，期间单机发电功率从最初的 1kW 发展到 6.8 万 kW，热效率从最初的 4%发展到 45%。但由于间歇换气以及制造的困难，内燃机单机功率的提高受到限制，主要作为孤立电源和应急电源而被现代电厂广泛采用。

随着世界范围内常规天然气、煤层气和页岩气的大规模开发，以燃气内燃机作为原动机的分布式能源供应系统具有广阔的发展空间。

燃气轮机发电技术的发展　燃气轮机发电机组能在无外界电源时快速起动，可以用作紧急备用电源和电网调峰机组。随着燃气轮机单机容量的增大和热效率的提高，特别是燃气-蒸汽联合循环发电技术的不断完善及其优良的环保性能，以及世界范围内天然气资源的持续开发，燃气轮机发电机组还能够承担基本负荷和中间负荷。燃气轮机提高性能的关键是提高初温和增大压缩比。早期燃气轮机的初温为600～700℃，压缩比在 10 以下；现主流燃气轮机（F 级）初温已达 1300℃，压缩比已达 15～17；先进燃气轮机（H 级）的初温已发展到 1430～1500℃，压缩比已达 23～30。

燃气轮机的排气温度较高（450～600℃），利用排气余热产生蒸汽，驱动汽轮机发电，组成燃气-蒸汽联合循环发电，可大大提高发电热效率。燃气-蒸汽联合循环发电技术的提升取决于更高参数燃气轮机的开发。截至 2011 年底，美国、欧洲和日本已有 7 台 H 级联合循环机组投入运行或即将投入运行，联合循环效率达 60%。

整体煤气化联合循环发电技术的发展　是将煤炭气化、净化与燃气-蒸汽联合循环发电相结合的一种洁净煤发电技术。IGCC 发电技术的开发和研究始于 20 世纪 70 年代。美国在 1984 年建成世界上第一座具有商业化规模的试验装置冷水电厂（Cool Water Plant），在证实了 IGCC 发电技术的可行性，并取得有关试验数据后，该装置停运。20 世纪 90 年代中期，美国和欧洲先后投产了 4 座 25 万 kW 级的 IGCC 示范电站，气化炉都采用氧气气化方式，包括坦帕 IGCC 示范电厂、沃巴什河（Wabash River）电厂、比赫纳姆（Buggenum）电厂、普埃托拉诺 IGCC 示范电厂，净效率为 40%左右；2007 年，日本投产了 25 万 kW 级勿来 IGCC 发电厂，气化炉采用空气气化方式，试验运行时净效率达 42.9%；2012 年 11 月，中国投产了 25 万 kW 级天津 IGCC 电厂，设计净效率达 41%。

IGCC 发电技术已经实现商业化，技术已经成熟，并具有实现燃烧前脱碳的优势，存在的问题是可靠性较常规火电低，单位千瓦投资较同级别常规火电高。截至 2011 年底，美国在建或拟建的 IGCC 电厂有 13 座，如坎普（Kemper）电厂；澳大利亚也计划建设 IGCC 发电项目，如集成干燥气化联合循环（IDGCC）发电项目等。

热电联产技术的发展　在机组发电的同时，利用汽轮机排汽或抽汽，向用户提供热能（蒸汽或热水）。热电联产技术将高品位的热能用于发电，低品位的热能用于供热，实现了能源梯级利用，是一种高效率的能源利用形式。热电联产机组主要类型有抽凝机组、背压机组和低真空循环水供热机组。国外大型热电厂普遍采用大型高效热电机组或背压机组，运行效率高。进入 21 世纪以来，中国热电联产技术得到了快速发展，单机容量 5 万 kW 及以下背压机组、30 万 kW 亚临界及 35 万 kW 超临界热电联产技术已普遍采用。除了供热、供电外，以热电厂为热源，采用溴化锂吸收式制冷技术提供冷水的热电冷多联产系统也在逐步发展。随着天然气管网的不断完善和微型燃气轮机的出现，分布式冷热电能源供应系统逐步得到发展，实现楼宇或园

区供热、供冷和供电。

展望 世界各国能源发展的事实表明，随着经济和技术的发展，发电用能源在一次能源消费总量中的比例不断增长。尽管受到日益严格的环境约束，火力发电仍将在世界发电能源结构中占有重要地位，根据美国能源信息管理署（EIA）的预测，在未来很长一段时期内，世界火力发电量比例将持续超过60%。

火力发电技术发展中，效率更高的燃气-蒸汽联合循环发电技术得到了快速发展；洁净煤发电技术包括新一代超超临界发电技术、整体煤气化联合循环发电技术将进一步发展。

火力发电技术中，蒸汽动力发电技术在长期发展中不断完善，是最为成熟和可靠的发电技术，将继续在火力发电领域中占据主要地位。

huoli fadian biaozhun

火力发电标准 （standard for thermal power plants）

为规范火力发电工程的建设、运行、检修、维护制定的标准。主要涉及火电工程的勘测、设计、施工、安装调试、运行维护、试验检验等工作过程的设备和系统标准。

火力发电标准主要由勘测设计、环境保护、锅炉及附属设备、汽轮机及附属设备、发电机及附属设备，以及金属材料、焊接、电厂化学、控制系统及信息等专业标准化技术委员会归口管理。

部分重要火力发电标准如表所示。

部分重要火力发电标准

序号	编号	名称
1	GB 50049—2011	小型火力发电厂设计规范
2	GB/T 50109—2006	工业用水软化除盐设计规范
3	GB 50229—2006	火力发电厂与变电站设计防火规范
4	GB 50573—2010	双曲线冷却塔施工与质量验收规范
5	GB/T 50619—2010	火力发电厂海水淡化工程设计规范
6	GB 50660—2011	大中型火力发电厂设计规范
7	GB 50764—2012	电厂动力管道设计规范
8	GB/T 7595—2008	运行中变压器油质量
9	GB/T 7596—2008	电厂运行中汽轮机油质量
10	GB/T 12145—2008	火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量
11	GB 26164.1—2010	电业安全工作规程　第1部分：热力和机械
12	DL 5009.1—2002	电力建设安全工作规程　第1部分：火力发电厂
13	DL 5053—2012	火力发电厂职业安全设计规程
14	DL 5190（所有部分）	电力建设施工技术规范
15	DL/T 5210（所有部分）	电力建设施工质量验收及评价规程
16	DL/T 5257—2010	火电厂烟气脱硝工程施工验收技术规程
17	DL 5277—2012	火电工程达标投产验收规程
18	DL/T 5437—2009	火力发电建设工程启动试运及验收规程
19	DL/T 244—2012	直接空冷系统性能试验规程
20	DL/T 254—2012	燃煤发电企业清洁生产评价导则
21	DL/T 255—2012	燃煤电厂能耗状况评价技术规范
22	DL/T 414—2012	火电厂环境监测技术规范
23	DL/T 438—2009	火力发电厂金属技术监督规程
24	DL/T 586—2008	电力设备监造技术导则
25	DL/T 606（所有部分）	火力发电厂能量平衡导则
26	DL/T 654—2009	火电机组寿命评估技术导则
27	DL/T 748（所有部分）	火力发电厂锅炉机组检修导则
28	DL/T 1031—2006	运行中发电机用油质量标准
29	DL/T 1034—2006	135MW级循环流化床锅炉运行导则
30	DL/T 1035（所有部分）	循环流化床锅炉检修导则
31	DL/T 1123—2009	火力发电企业生产安全设施配置
32	DL/T 1158—2012	火电厂烟气脱硫装置可靠性评定导则
33	DL/T 1159—2012	火电厂烟气脱硫装置经济性评价导则
34	DL/T 1164—2012	汽轮发电机运行导则
35	DL/T 1189—2012	火力发电厂能源审计导则

Huoli Fadian Jizu Kekaoxing Pingjia Shishi Banfa

《火力发电机组可靠性评价实施办法》 （*Measures on Reliability Evaluation for Thermal Power Units*）

中国国家电力监管委员会为了推动发电企业可靠性管理工作的深入开展，不断提高机组的可靠性运行水平而制定的办法。《火力发电机组可靠性评价实施办法》于2010年1月21日发布并开始实施，明确了火力发电机组可靠性评价的评价对象、评价内容及评价方法。

评价对象　2012年10月12日，中国国家电力监管委员会对该办法修订后再次公布，修订后的办法明确评价对象为中国境内300、600MW级和1000MW级常规火电机组（简称机组）。

评价内容　评价采用机组年度可靠性综合评价系数作为评价指标。机组年度可靠性综合评价系数包含机组台年平均等效可用系数、机组强迫停运次数影响值、机组最长连续运行时间影响值、备用时间权重影响值等影响因素。

评价方法　包括确定入选机组，入选机组所在单位提交机组运行、主要辅助设备、输变电设施的可靠性分析报告及

相关情况说明，对候选机组的可靠性信息进行核查，对入选候选机组的评价情况进行公示和发布评价结果5个步骤。通过评价，每年评出300、600MW级年度可靠性金牌机组各20台，1000MW级年度可靠性金牌机组5台。

huoli fadian jieneng yunxing

火力发电节能运行 (energy-saving operation of thermal power generation) 采用节能诊断和耗差分析等方法评价火电机组的能耗和运行状态，通过调整机组运行参数和运行方式，提高机组和设备的运行效率，降低能量损耗的方法与措施。主要包括机组负荷分配优化、锅炉运行优化、汽轮机及热力系统运行优化、辅机运行优化等。

机组负荷分配优化 在总负荷给定的条件下，合理分配各机组所带负荷，使得承担该负荷的所有机组能耗总量最小。

锅炉运行优化 包括控制最佳煤粉细度的制粉系统运行优化、保证最佳过量空气系数、最佳风煤比的锅炉燃烧调整优化、锅炉吹灰优化等。

汽轮机及热力系统运行优化 包括汽轮机滑压运行优化，保证凝汽器最佳真空时的冷端系统运行优化，保持回热抽汽管道压降和加热器端差的回热系统运行优化等。

辅机运行优化 包括磨煤机、送引风机、烟气脱硫系统、凝结水泵、循环水泵等辅机的运行优化。根据机组的负荷和煤质变化及时调整磨煤机、给煤机运行台数和出力，调整送引风机的台数、风量和风压，调整脱硫浆液循环泵的运行台数，调整循环水泵的运行台数及运行方式，在确保机组安全、经济运行的前提下，降低辅机系统的耗电率。

参考书目

西安热工研究院．发电企业节能降耗技术．北京：中国电力出版社，2010.

huoli fadian jieshui jishu

火力发电节水技术 (coal-fired power plant water-saving technology for thermal power generation) 考虑水资源的综合利用，降低火电厂水耗，提高水的利用效率和效益的方法。包括空冷技术、污废水回用技术、减少工艺用水技术、海水冷却技术、海水淡化技术等。

空冷技术 以空气作为冷却介质对汽轮机排汽进行冷却的技术。其优点是节水效果明显，冷却系统节水率达90%以上，全厂节水率达65%以上，特别适用于富煤缺水地区；缺点是换热效率低，散热器体积庞大，空冷系统运行中受外界环境气向条件影响较大，机组运行背压高导致机组效率降低。电站空冷技术有直接空冷技术和间接空冷技术。

直接空冷技术 汽轮机的排汽通过空冷凝汽器直接用空气冷却使之凝结散热的技术。其优点是设备少，系统简单，基建投资少，占地面积小，防冻性能好。缺点是风机电动机需要消耗一定的厂用电；空冷系统体积大，维持真空困难；运行背压高，机组效率低；风机群噪声大。截至2012年底，中国空冷机组总装机容量已超过1.5亿kW，其中90%以上为直接空冷机组。

间接空冷技术 利用空气冷却流径间接冷却塔的凝汽器循环水，再通过循环水冷却汽轮机排汽的技术。其优点是节约厂用电，机组运行效率高于直接空冷技术，系统运行稳定；缺点是设备多，较直接空冷系统复杂，散热器面积大导致占地面积大，系统防冻性能差。间接空冷技术包括海勒式间接空冷技术和哈蒙式间接空冷技术。

污废水回用技术 通过污废水回用工程，对各系统污废水按照梯级使用、循环利用的原则，实现最大限度回收再利用的技术。针对火力发电厂生产过程中产生的工业废水、含油废水、含煤废水、生活污水和脱硫废水等，均有相应的成熟处理技术，并被广泛应用。其中，中水回用技术是电力生产过程中广泛应用的节水技术之一。

中水回用技术是指城市污水或生活污水经处理后达到一定的水质标准，在一定范围内重复使用的技术，可应用于电厂循环水补充水、除灰渣用水、脱硫用水、厂区生活用水、绿化用水等。

减少工艺用水技术 采用技术、管理等手段减少电力生产过程中的用水量。主要包括提高循环水浓缩倍率、干法脱硫技术、干式除灰除渣技术等。

提高循环水浓缩倍率 循环水浓缩倍率是指循环水中的含盐量与补充水中含盐量之比。运行中提高循环水的浓缩倍率，能减少循环水补水量和排污量，是火力发电厂节水的重要方法之一。提高浓缩倍率会导致循环水中的溶解盐类浓缩，成垢物质浓度增大，水质条件恶化，增大防垢防腐的技术难度，因此浓缩倍率应通过试验并经技术经济分析比较后确定。

干法脱硫技术 脱硫化学反应在无液相介入的完全干燥状态下进行的脱硫技术。干法脱硫反应产物为干粉状，不存在腐蚀、结露等问题。干法脱硫技术主要有炉内喷钙烟气脱硫、炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫、活性炭吸附-再生烟气脱硫等技术。

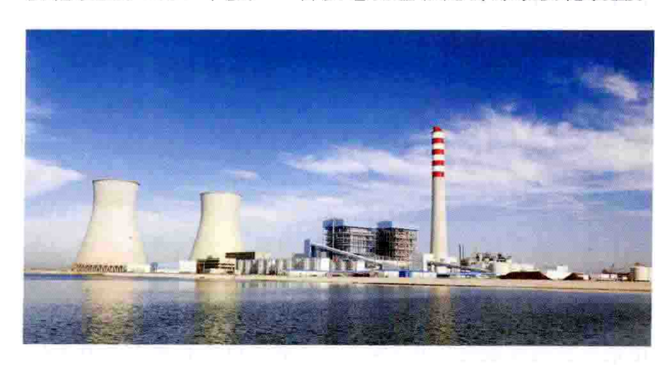
干式除灰除渣技术 即气力除灰和干式除渣技术。气力除灰是以空气为载体，通过气力输送设备在管道中输送粉煤灰的方法。干式除渣是用少量空气作为冷却介质，并采用特殊的炉底排渣输渣装置和集中输送系统，没有水资源的消耗，它与气力除灰系统配套，可为电厂的冲灰废水零排放创造条件。

海水冷却技术 以海水作为冷却介质冷却火电厂汽轮机排汽的工艺过程。海水冷却技术包括海水直流冷却技术和海水循环冷却技术。

海水直流冷却技术是以原海水为冷却介质，经换热设备完成一次性冷却后直接排入大海的冷却水处理技术。海水直流冷却技术具有深海取水温度低、冷却效果好和系统运行管理简单等优点；其缺点是腐蚀严重、取水量大、工程一次性投资大、排污量大及海体污染明显等。海水循环冷却技术是以原海水为冷却介质经换热设备冷却循环水，海水排入大海，循环水经冷却塔冷却并循环使用的冷却水处理技术。海水循环冷却技术具有海水取水量小、工程投资和运行费用低及排污量小等优点。

海水淡化技术 从海水中脱去多余盐分和其他矿物质，获取淡水的技术。海水淡化技术是沿海电厂节水的重要技术之一，大型海水淡化厂与大型发电厂联合建设，成为大型海

水淡化技术的主要模式。该技术模式能有效利用火电厂的低品位余热，使用成本较低的厂用电，实现能源高效利用和降低海水淡化成本，同时又为电厂及周边城市提供高品质的淡水资源。海水淡化的主要方法有低温多效蒸馏法和反渗透法等。图为采用海水淡化技术的天津北疆发电厂。该厂规划建设4×100万kW超超临界燃煤发电机组和40万t/d的海水淡化装置。2009年投产一台发电机组和配套海水淡化装置。



天津北疆发电厂（2010年一期工程全部竣工投产）

见火力发电用水指标、节水法律法规、节水标准。

参考书目

杨尚宝，韩美良．火力发电厂水资源分析及节水减排技术．北京：化学工业出版社，2010.

李国芳，夏自强．节水技术及管理．北京：中国水利水电出版社，2011.

huoli fadian yongshui zhibiao

火力发电用水指标 （water use index for thermal power generation） 评价火力发电厂水资源利用状况和效果的总体数量特征。包括取水量、用水量、重复利用水量、水的重复利用率、排水量、漏失水量、耗水量、废水排放总量等。

取水量 火力发电厂直接取自地表水、地下水和城镇供水工程以及从市场购得的其他水或水的产品的总量，采用直流冷却水系统的取水量不包括从江、河湖等水体取水用于凝汽器冷却后返回原水源的水量。取水量的计量以进入电厂生产水系统前的计量表计为准。

用水量 火力发电生产过程中取水量与重复利用水量之和，包括生产用水量和非生产用水量。

重复利用水量 火力发电厂循环利用的所有未经处理和处理后重复使用的水量的总和，包括循环用水量、回用水量和串联用水量。

水的重复利用率 火力发电厂重复利用水量占总用水量的百分比，反映火力发电厂生产运行过程中的用水合理性。

排水量 火力发电厂完成电力生产过程和生产活动之后最终排出电力生产系统之外的水量，包括厂区生活（附属生产用水）排水量。

漏失水量 火力发电厂设备、管网、阀门、水箱、水池等用水设施与储水设施漏失的水量。

耗水量 火力发电厂生产过程中进入产品、蒸发、飞溅及生活饮用等所消耗的水量，耗水量＝取水量－（排水量＋漏失水量）。

废水排放总量 火力发电厂各个外排口排放到外环境的全部废水量，包括外排的生产废水、冲灰水、冲渣水、脱硫废水以及厂区生活污水。

见节水、节水法律法规、节水标准、火力发电节水技术。

huowu zhaotoubiao

货物招投标 （invitation of bidding and tendering for goods） 与建设项目有关的重要设备和材料的采购招标及投标。中国电力建设工程货物招投标一般分批次进行：电站项目锅炉、汽轮机、水轮机、发电机、风力发电机组等主机设备一般在初步设计前完成招标和选型；辅机招标一般分批次在施工图设计前完成。主要配套辅机招标的产品目录包括电站项目大型辅机配套设备、小型成套设备、220kV及以上送变电项目大型设备和材料。

（1）电站项目大型辅机配套设备。包括：①翻车机；②皮带机；③堆取料机；④卸船机；⑤给煤机；⑥磨煤机；⑦电除尘器；⑧送风机；⑨引风机；⑩一次风机；⑪电动、气动给水泵；⑫凝结水泵；⑬机械真空泵；⑭循环水泵；⑮电动双梁吊（50t及以上）门机（50t及以上）；⑯除氧器及水箱；⑰高压加热器；⑱凝结器；⑲化学水处理设备（补给水及凝水精处理）；⑳小汽轮机；㉑汽水取样装置；㉒分散控制系统（DCS）；㉓主变压器；㉔起动变压器；㉕高压厂用变压器；㉖联络变压器；㉗封闭母线；㉘全封闭组合电器（间隔）；㉙220kV及以上断路器；㉚220kV及以上互感器；㉛220kV及以上避雷器；㉜220kV及以上隔离开关；㉝110kV及以上高压电缆；㉞水轮机调速器；㉟水轮发电机励磁系统；㊱水工金属结构；㊲水工大型起闭机设备；㊳升船机。

（2）小型成套设备。包括：①热控设备；②电气小成套设备（高、低压开关柜，继电器保护屏，远动及自动化装置）；③通信远动小成套设备（载波机、滤波器、阻滤器、程控交换机、通信电源、变送器屏等）。

（3）220kV及以上送变电项目大型设备。包括：①主变压器；②全封闭组合电器（间隔）；③220kV及以上断路器；④220kV及以上互感器；⑤220kV及以上避雷器；⑥220kV及以上隔离开关；⑦钢芯铝绞线；⑧线路电瓷；⑨电站电瓷；⑩110kV及以上高压电缆。

（4）材料。包括：①电缆；②单独采购的阀门；③单独采购的管道；④管件；⑤其他材料。

见建设项目招投标。



jixieneng

机械能 （mechanical energy） 由物体发生机械运动（物体之间或者同一物体的不同部分之间空间位置变化）而具有的能量。机械能是能量的一种，是动能和势能的总称。

动能 物体做机械运动而具有的能量。决定动能的是质量与速度。

势能 各种物体之间（或物体内部各部分之间）相互作用而具有的做功能力，又称位能。按作用性质不同，分为引力势能（重力势能）和弹性势能。

引力势能 在引力作用下各种物体之间因相对位置不同而具有的能量。如地面上的物体与地球之间存在着万有引力，欲使物体离开地面，则必须克服引力而做功。决定引力势能的是高度和质量，物体的质量越大，离开地面越高，则其具有的势能越大。

弹性势能 由于物体变形时各部分之间存在弹性力的作用而具有的能量。如弹簧在弹性极限内被压缩时，外力克服弹性力所做的功即形成弹簧的弹性势能。同理，压缩的空气、卷紧的发条都具有弹性势能。

动能与势能可相互转化。一个物体可以既有动能，又有势能。如航行中的飞机因为在运动而具有动能，又因为在高处而具有重力势能，把这两种能量加在一起，就得到其机械能。机械能可转化为热能、光能、化学能和电能等。物体的机械能可广泛用于对外做功，如水力发电就是将水的机械能转变为电能。

jichu biaozhun

基础标准 （basic standard） 在一定范围内具有广泛指导意义的基本标准，或作为制定其他标准依据的标准。它是技术标准的一种类别。基础标准涉及基本名词、术语、符号、量和单位、代号、标志、图形等标准，代码、分类编码标准，数系标准，技术制图、互换性及结构要素标准，环境条件标准，服务标准等。基础标准具有普遍适用的特点。


GB

中华人民共和国国家标准

GB/T 26399—2011

电力系统安全稳定控制技术导则

Technical guide for electric power system security and stability control

2011-06-16 发布 2011-12-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

在电力标准中，一般将在电力生产、建设中广泛使用、可被其他标准普遍引用的标准称为基础标准，常见的有 GB/T 26399—2011《电力系统安全稳定控制技术导则》、GB/T 2900.52—2008《电工术语 发电、输电及配电 发电》、DL/T 5156.4—2002《电力工程勘测制图 第4部分：水文地质》等。

Jilin Sheng dianli gongye

吉林省电力工业 （electric power industry in Jilin Province） 吉林省位于中国东北地区中部，东与俄罗斯接壤，东南以图们江、鸭绿江为界与朝鲜相望，南临辽宁省，西接内蒙古自治区，北与黑龙江省相邻。面积 18.74 万 km^2，2012 年末常住人口 2750 万人。

吉林省电力工业始于 1908 年。该年，省会吉林市建立了官督商办的宝华电灯公司，安装了一台 250hp（186.4kW）发电机，供官府和商业地区照明用电，实行夜送昼停。至 1949 年，吉林省发电装机容量为 20.6 万 kW（其中水电 13.3 万 kW），年发电量 7.3 亿 kW·h（其中水电 6.3 亿 kW·h）；水电最大机组容量为 7 万 kW，火电最大机组容量 1.5 万 kW；输电线路长度 2704km（其中，22kV 线路 695km，44kV 线路 241km，66kV 线路 1103km，110kV 线路 193km，154kV 线路 472km）；仅有中部地区的长春、吉林、四平、辽源以 66kV 连成地区电网，并通过 220kV 的松抚线与东北超高压主网连接；延边地区电网以 110kV 线路与牡丹江电网连接；白城和通化地区均为孤立小电网。

1949 年后，吉林省电力工业在电源建设和电网建设方面得到了迅速发展。至 1967 年，经过 10 余年的努力，通过兴建吉林热电厂和扩建辽源等电厂工程，共装机 112.34 万 kW。1953 年，被列为当时中国 156 项工程之一的吉林热电厂开始动工兴建，共安装高温高压凝汽式和抽汽式机组 9 台，最大单机容量 10 万 kW，总容量 45 万 kW，成为中国当时最大的热电厂；1953～1959 年，丰满发电厂进行大规模扩建，新安装 6 台大型水轮发电机组，容量达 55.25 万 kW，成为中国第一座大型水力发电厂；1957～1967 年，在鸭绿江上建设了云峰发电厂，安装 4 台 10 万 kW 机组，2 台一组分别向中、朝两国供电。1954 年，中国自行设计施工的第一条 220kV 松（丰满）东（东陵）李（李石寨）输电线路建成。进入 20 世纪 90 年代，吉林省提出了“东水、西火、中部热电联产”的电源建设方针，电源建设有了长足发展，电能从供不应求、以电定产的紧张局面走向缓和。进入 21 世纪以来，电力工业有了突破性发展，电源结构更加合理，满足了吉林省经济发展和人民生活需要。

电源建设 1994 年和 1995 年，双辽发电厂新建 2 台单机容量 30 万 kW 机组，成为吉林省首台大容量火电机组。进入 21 世纪，吉林省优化电源结构，积极开发风电等新能源发电。2010 年 12 月，吉林向阳风电工程完成主体工程建设并投产 25 万 kW，年上网电量突破 2 亿 kW·h。吉林省水、火、风电装机容量分别从 2001 年的 344.78 万、519.95 万、3 万 kW 增加到 2009 年的 390 万、1056 万、148 万 kW；水、火、风电发电量分别从 52 亿、249 亿、0.6 亿 kW·h 增加到 52 亿、473 亿、21.7 亿 kW·h。

吉林省水能资源比较丰富，水力发电设备容量较大，占发电装机容量的 56.79%。最大的水电站为白山水力发电厂，容量为 170 万 kW；其次是丰满发电厂，容量为 100.25

万 kW。两座水电站都承担着东北电网的调峰、调频和事故备用的任务。

截至 2012 年末，吉林省发电装机容量达 2399 万 kW，其中水电 442 万 kW，火电 1627 万 kW，风电 330 万 kW；年发电量 714 亿 kW·h，其中水电 79 亿 kW·h，火电 591 亿 kW·h，风电 44 亿 kW·h。

电网建设　吉林电网地处东北电网中部，是南北潮流交换输送电力的走廊。1979 年，建成云浑梅 220kV 输电线路；1986 年，建成东丰 500kV（75 万 kV·A）变电站工程和 500kV 丰辽送电线路，结束了吉林省没有 500kV 电压等级的历史。20 世纪 90 年代是吉林电网建设的重点时期，全省 220kV 线路连成环网，覆盖 9 个地区和各市、县，形成了长春、吉林地区 220kV 双环网，长春、吉林、四平、辽源、通化、松原、延边地区 66kV 双环网，白城、白山地区 220kV 电网达到“$N-1$”标准。1993 年，500kV 东（东丰）长（长春）哈（哈尔滨）送变电工程建成，成为纵贯东北三省的第一条 500kV 电力大动脉；2006 年，500kV 平安变电站投产，改变了延边电网结构薄弱局面。2009 年，白城、长春东 500kV 输变电工程投入运行，500kV 主网架初步形成。

截至 2012 年末，吉林电网共有 500kV 变电站 10 座，变电容量 1481 万 kV·A，500kV 输电线路 2622.74km；220kV 公用变电站 74 座，变电容量 1736.3 万 kV·A，220kV 输电线路 9785.55km；110kV（含 66kV）变电站 1111 座，变电容量 2436 万 kV·A，110kV（含 66kV）输电线路 18 545km。2013 年吉林电网主接线图如图所示。

吉林省农业用电发展较快。农村用电始于 1943 年，曾在海龙、前旗两县装机并架设输电线，供稻田灌溉用电。1992 年 8 月 18 日，实现了吉林省 6 万个村屯全部通电。至 2011 年，吉林省农网改造升级工程全部完工，农村供电可靠性显著提高。

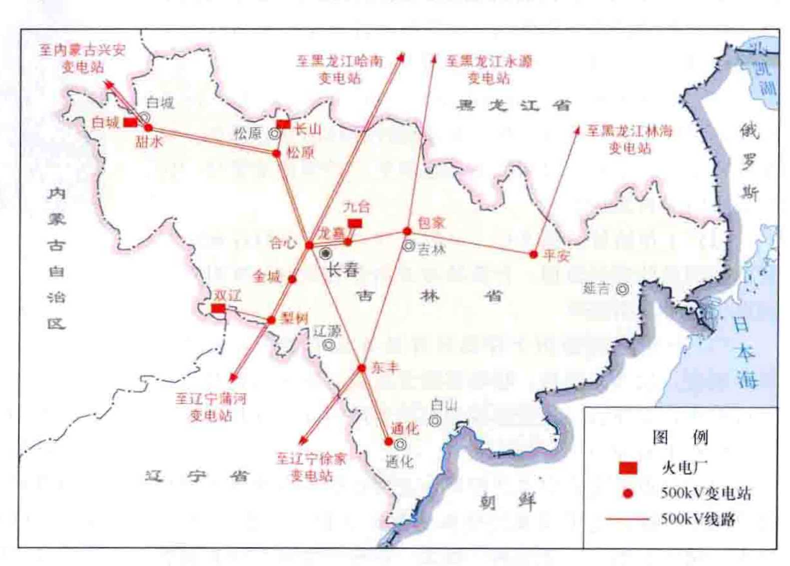
用电状况　1949 年吉林省用电量 1.699 亿 kW·h。到 1985 年，用电量达 123.15 亿 kW·h；其中工业用电占 76.2%，市政生活用电占 9.2%，交通运输用电占 0.6%，农业用电占 14.1%。2002 年，吉林省用电量达 306.29 亿 kW·h，其中工业用电占 68.58%，交通运输用电占 2.44%，农业用电占 2.75%，城乡居民生活用电占 16.44%，商业、公共饮食、物资供销及仓储业用电占 3.22%。2012 年，吉林省全社会用电量达 637 亿 kW·h。其中第一产业用电量达 8.57 亿 kW·h，第二产业用电量达 442.9 亿 kW·h，第三产业用电量达 85.48 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 100.05 亿 kW·h。

电力体制　1949～1958 年，吉林省各地区的电力企业由东北电业管理局管理。1958 年 12 月，吉林省电业管理局成立，负责除水电站之外的全省电业统一管理。1979 年 10 月，成立吉林省电力工业局。1990 年 8 月，吉林省电力公司成立，和吉林省电力工业局为一套机构、两块牌子，行使企业和省政府管电两种职能。1999 年 3 月东北电力集团公司改组为国家电力公司东北公司后，吉林省电力公司改制为吉林省电力有限公司。2001 年 3 月 14 日，吉林省电力工业局撤销。2003 年 1 月，吉林电网和发电厂正式分开运营。

吉林省电力有限公司是国家电网公司的全资子公司，以建设、运营电网为主营业务，供电营业区面积 18.74 万 km^2，拥有供电客户 1012 万户，供电服务人口 2739.6 万人。设有地市供电公司 9 个，控股吉林省农电有限责任公司，拥有施工、修造企业 5 个，科研、设计单位和培训中心各 1 个。

华能吉林发电有限公司 2007 年成立，主要从事电力、热力、煤炭、交通运输等相关产业的开发、投资、建设和管理。截至 2012 年 7 月底，装机容量 211.95 万 kW，约占吉林省装机容量的 12.6%，业务遍及高参数大容量火电、热电联产、风电、水电、生物质发电等多个能源领域。

大唐吉林发电有限公司于 2004 年成立，拥有大唐长山热电厂、大唐珲春发电有限责任公司、大唐长春第二热电有限责任公司、大唐辽源热电有限责任公司、大唐长春第三热电厂、大唐吉林风力发电股份有限公司、大唐吉林瑞丰新能源发电有限公司、大唐瑞丰发电有限公司等 8 家在役及在建火力、风力发电企业，装机容量 235.8 万 kW，年发电量 145 亿 kW·h，供热量 1300 万 GJ（$1GJ=10^9J$）。



吉林电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

jiliang jingjixuefa

计量经济学法　(econometrics method)　综合考虑影响电力需求的主要因素，应用数理统计方法，建立电力需求模型，预测未来电力需求的方法。

计量经济学概括了数理经济学、数理统计学和经济统计学三方面的知识。其中，数理经济学是计量经济学的基础，为计量经济研究提供理论依据；数理统计学为计量经济研究提供建立数学模型和计算的方法；经济统计学提供计量经济研究所需有关经济数据方面的知识。计量经济学法在国外被广泛地应用于经济预测、结构分析和政策评价。

计量经济学法与回归分析法的区别在于，后者用单个模型拟合因变量与若干自变量之间的关系，并假设自变量都是相互独立、不受研究的变量间关系影响的。事实上，市场预测领域中的社会经济因素往往相互关联。如为预测居民用电

量，取电价、家用电器普及率、人均收入、气温为自变量进行多元线性回归，这些自变量大都相互关联，因此单个模型预测往往达不到理想效果。计量经济学法采用联立方程组模型，可以更全面地描述这些变量间的关系，预测效果较为理想。

见电力需求预测。

jisuanji jishu

计算机技术 （computer technology） 研究电子计算设备及其应用的科学技术。计算机技术与电子工程、应用物理、机械工程、现代通信技术和数学等有着密切关系，具有很强的综合性，是计算机领域中所运用的技术方法和手段的总和。

组成 包括计算机硬件技术和软件技术。

计算机硬件技术 计算机主要由中央处理器、主存储器、辅助存储器和外设组成。计算机硬件技术包括对这些实体部件的设计、制造和生产工艺的研究。

（1）中央处理器（central processing unit，CPU）用于解释计算机指令和处理数据，是组成计算机的核心部件。计算机技术的一个重要目标就是研制和生产计算速度更快、体积更小的中央处理器。

（2）主存储器简称主存，又称内存，用于临时存储中央处理器需要处理的数据。计算机技术的发展使得计算机可用的内存容量不断提升。

（3）辅助存储器用于存储计算机处理的数据，包括磁带、硬盘、软盘、光盘、移动存储介质等。磁带和软盘均已经被淘汰，而硬盘、光盘和移动存储介质的存储容量不断提升，体积不断缩小。

（4）外设是连接中央处理器、主辅存储器以及供人操作计算机的机械、电子设备的统称，包括主板、电源、声卡、显卡、网卡、光驱、显示器、键盘、鼠标等部件。计算机技术在外设方面的研究重点是提高计算机的便携性和人机交互的方便和友好性。语音识别技术和多点触技术是现阶段人机交互的代表技术。

计算机软件技术 采用特定的程序设计语言开发特定任务的软件，通过解释编译把计算机编程语言翻译成计算机能够直接执行的指令。计算机中央处理器的指令必须通过特定的软件才能有效执行。软件是指运行在计算机中的程序，是用于执行中央处理器处理指令的载体。软件分为系统软件和应用软件。系统软件由一组控制计算机系统并管理其资源的程序组成，主要包括操作系统、语言处理系统、服务程序和数据库管理系统。应用软件则是为解决各类实际问题而设计的程序系统。软件技术包括应用软件技术、系统软件技术等方面。

应用 计算机技术由最初的军事、科研领域渗透到国民经济、生产生活各个方面，成为科学和社会发展的重要推动因素，主要应用在信息管理、科学计算、自动控制、辅助设计和制造、辅助教学和人工智能等方面。

信息管理 为信息的修改、存储、共享、查询等管理工作提供了有力工具。

科学计算 广泛应用于军事、航空航天、气象和其他科学研究领域中的大规模复杂计算任务中。

自动控制 对现代工业生产中的复杂工艺流程进行的监控和执行。

辅助设计和制造 对产品的设计、制造工艺等进行辅助建模和制造模拟。

辅助教学 在教育领域中，作为帮助学生理解和记忆知识，并对已学知识进行推理和实践的智能工具，正在发挥日益广泛的作用。

人工智能 利用计算机技术了解智能的实质，并生产出一种新的能以人类智能相似的方式做出反应的智能机器。该领域的研究包括机器人、语音识别、图像识别、自然语言处理和专家系统等。

发展 1945 年，美国科学家 J. V. 诺依曼（J. V. Neuman，1903—1957，见图 1）提出了存储程序逻辑架构，该架构是将程序指令存储器和数据存储器合并在一起的现代计算机设计概念结构，被称为冯·诺依曼结构。1946 年，美国宾夕法尼亚大学研制出了世界上第一台电子计算机埃尼阿克（ENIAC，见图 2）。在 20 世纪 70 年代之前，计算机主要是大型主机和中小型主机，这类计算机的成本和维护费用都十分昂贵。1977 年，美国和日本制成了超大规模集成电路。同年，美国人 S. G. 沃兹尼克（S. G. Wozniak）设计了第一台个人计算机 Apple Ⅱ；1981 年，美国国际商业机器公司（IBM）生产了名为 PC（person computer）的低价个人计算机。随着个人计算机的普及，软件技术也有了很大发展。20 世纪 80 年代，美国微软（Microsoft）公司针对 IBM 的 PC 开发了磁盘操作系统（DOS），随后演变为视窗操作系统（Windows）；美国甲骨文（Oracle）公司的关系型数据库也得到了广泛应用。20 世纪 90 年代，互联网的广泛应用进一步推动了计算机硬件和软件的发展，同时软件技术也在不断地针对硬件和网络而演化发展。21 世纪初，形成了以云计算为代表的网络计算机技术。



图 1　J. V. 诺依曼

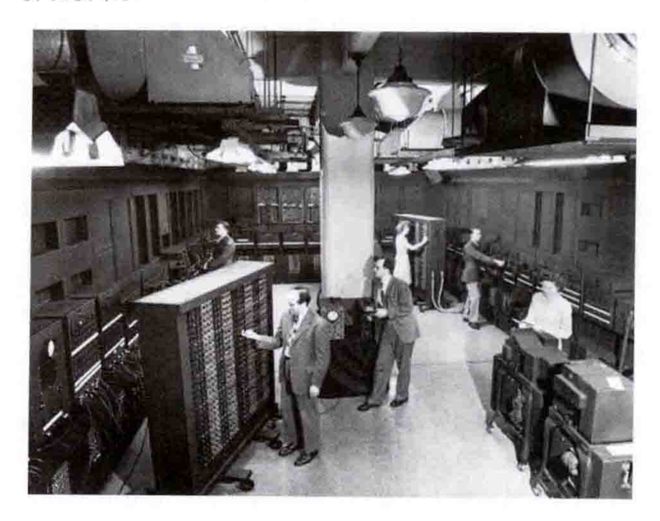


图 2　世界上第一台计算机埃尼阿克

见信息技术、网络技术、通信技术、数据库技术、控制

技术、多媒体应用技术。

参考书目

《计算机技术与应用进展》编委会．计算机技术与应用进展．北京：中国科学技术大学出版社，2010.

jishu biaozhun

技术标准 (technical standard) 对标准化领域中需要协调统一的技术事项制定的标准。它是进行建设、生产及贸易活动时共同遵守的技术依据。技术标准的分类方法很多，按其标准化对象特征和作用，可分为基础标准、产品标准、方法标准、安全和卫生标准、节能标准、工程建设标准与环境保护标准等；按其标准化对象在生产流程中的作用，可分为原材料标准、零部件标准、设备维修保养标准及检测标准等。

安全和卫生标准是为保护人的健康、卫生与安全，动植物生命和健康安全与卫生、重要设备和设施安全等制定的规范性文件。通常分为劳动安全卫生标准和食品安全卫生标准等。劳动安全卫生标准是为消除、限制或预防劳动过程中的危险和有害因素而制定的规范性文件；食品安全卫生标准是对食品、医药、兽药及其他相关方面的卫生要求而制定的规范性文件。

环境保护标准是为保护环境和有利于大气、水体、土壤、噪声、振动及电磁波等环境质量、污染管理、监测方法及环境治理等制定的统一的规范性文件。

jijiexing dianjia

季节性电价 (seasonal tariff) 根据不同季节分别制定的不同电价。季节性电价一般有两种形式：①根据用电负荷特点，按时间划分成夏季电价和冬季电价，这两个季节属于用电高峰期，电价较高；②根据发电负荷特点，按水电站来水情况划分成丰水期电价和枯水期电价。形成季节性电价差别的主要原因是：①用电负荷随季节变化而变化。各国气候温度一年中往往差别较大，用电负荷随气候温度变化而变化，一般来说形成夏季和冬季两个明显的时间段，为反映负荷变化，需设立夏季电价和冬季电价。②发电负荷随来水情况而变化。水电站和水电比重较大的电力系统，丰水季节和枯水季节的发电出力相差很大，供电成本差异也较大，为反映发电出力和成本变化，需设立丰水期电价和枯水期电价。

季节性电价的制定要以成本为基础，同时要考虑时间差异和来水情况。一般来说，靠近赤道的国家和地区制定的夏季电价比冬季电价要高，靠近两极的国家和地区则相反。夏季电价与冬季电价间比价关系由夏季和冬季典型负荷曲线确定。为了不弃水和少弃水，丰水季节电价比枯水季节价要低得多。实行季节性电价，有利于调整负荷和供求关系，达到提高发供电设备利用率的目的。中国一些地区已实行季节性电价。

jixiao guanli

绩效管理 (performance management) 管理者与员工之间在就目标与如何实现目标达成共识的基础上，通过激励和帮助员工取得优异绩效，实现组织目标的活动。绩效管理是人力资源管理的内容之一。绩效是指对应职位的工作职责达到的阶段性结果及其过程中可评价的行为表现。绩效管理的目的在于通过激发员工的工作热情和提高员工的能力和素质，达到改善公司绩效的效果。

内容 主要包括：①确定有效的目标；②使目标在管理者与员工之间达成共识；③引导员工朝着正确的目标发展；④对实现目标的过程进行监控；⑤对实现的业绩进行评价，对目标业绩进行改进。

影响因素 主要有员工技能、外部环境、内部条件及激励效应。员工技能是指员工具备的核心能力，是内在的因素，经过培训和开发可以提高；外部环境是指组织和个人面临的不为组织左右的因素，是客观因素，不受控制；内部条件是指组织和个人开展工作所需的各种资源，也是客观因素，在一定程度上能改变内部条件的制约；激励效应是指组织和个人为达成目标而工作的主动性、积极性，是主观因素。

在影响绩效的四种因素中，激励效应是最具有主动性、能动性的因素。绩效管理就是通过适当的激励机制激发员工的主动性和积极性，激发组织和员工争取内部条件的改善，提升技能水平，进而提升个人和组织绩效。

流程 包括制订考核计划、技术准备、收集信息资料、做出分析评价、考核结果反馈和考核结果应用。

制订考核计划 包括：①明确考核的目的和对象。②选择考核内容和方法。③确定考核时间。

技术准备 主要包括确定考核标准、选择或设计考核方法及培训考核人员。

收集资料信息 构建一套科学合理的指标体系，并通过严谨的制度或方法进行运用，防止造成收集的资料信息发生偏差。

做出分析评价 包括：①确定单项的等级和分值。②对同一项目各考核来源结果的综合。③对不同项目考核结果的综合。

考核结果反馈 包括：①考核结果反馈的意义。②考核结果反馈面谈。

考核结果应用 根据考核结果和当前企业实际情况进行绩效分析，找出员工的劣势与优势，对员工行为进行正向或负向激励，并完善绩效管理制度。

Jianada dianli gongye

加拿大电力工业 (electric power industry in Canada)

加拿大位于北美洲北半部，东临大西洋，西濒太平洋，西北部邻美国阿拉斯加州，南接美国本土，北靠北冰洋达北极圈。国土面积998.5万km^2，居世界第二位，2011年10月人口为3460.5万人。加拿大能源资源蕴藏丰富。根据英国石油公司统计数据，截至2011年底，探明可开采储量，煤炭为65.82亿t，石油为28.20亿t，天然气为20000亿m^3。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，加拿大经济可开发水能资源量为5360亿kW·h/a。

发电量及其构成 加拿大电源结构以水电为主。2011年发电量为6370亿kW·h，其中水电为3758亿kW·h，占59.00%；火电为1558亿kW·h，占24.46%；核电为936亿kW·h，占14.69%。表1为加拿大发电量及其构成。

表 1　加拿大发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	4822	61.56	23.29	15.13	0.02
2000	6057	59.21	28.73	12.02	0.05
2005	6261	58.09	26.96	14.69	0.26
2008	6513	58.74	26.24	14.43	0.58
2009	6140	60.07	24.17	14.67	1.09
2010	6020	58.39	25.08	15.07	1.46
2011	6370	59.00	24.46	14.69	1.85

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　2011 年加拿大发电装机容量为 13 869 万 kW，其中水电为 7508 万 kW，占 54.14%；火电为 4510 万 kW，占 32.52%；核电 1267 万 kW，占 9.14%；风电等其他发电装机为 585 万 kW，占 4.21%。表 2 为加拿大装机容量及其构成。

表 2　加拿大发电装机容量及其构成

年份	合计（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	10 414	57.02	29.96	13.00	0.02
1995	11 551	56.06	29.67	14.19	0.09
2000	11 133	60.55	29.80	9.54	0.11
2005	12 284	58.60	29.95	10.87	0.59
2008	12 761	58.31	29.33	10.46	1.90
2009	13 540	55.16	32.95	9.36	2.53
2010	13 711	54.76	32.89	9.24	3.11
2011	13 869	54.14	32.52	9.14	4.21

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

水电　加拿大发电能源构成以水电为主。水电比重较大的省有魁北克、纽芬兰、马尼托巴和不列颠哥伦比亚，水电发电量均占本省电量的 90%左右。加拿大主要水电站见表 3。

表 3　加拿大主要水电站

序号	水电站名称	装机容量（万 kW）	年发电量（亿 kW·h）	开始运行年份
1	罗伯特-布拉沙	561.6	265	1979
2	丘吉尔瀑布	542.8	350	1971
3	拉格朗德 4 级	277.9	141	1984
4	戈登施勒姆	273.0	128	1968
5	马尼克 5 级	265.6	77	1970
6	拉格朗德 3 级	241.7	123	1982
7	拉格朗德 2 级	210.6		1979
8	雷维尔斯托克	198.0	69	1984
9	博阿努瓦	191.1	130	1932
10	麦卡	180.5	67	1976

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

火电　在加拿大发电能源构成中，火电位居第二，主要是煤电。火电装机容量较多的省有安大略省、艾伯塔省。加拿大火电厂多装有燃气轮机组，主要用作应急备用和调峰。加拿大主要火电厂见表 4。

表 4　加拿大主要火电厂

序号	电厂名称	发电厂出力（万 kW）	机组容量和台数（万 kW×台）	燃料	开始运行年份
1	楠蒂柯克	411.52	51.2×8 6.4×3	煤油	1972
2	莱克维约	241.92	30×8 6.4×3	煤油	1961
3	龙洛克斯	220.5	55×4 2.5×2	油	1975
4	森丹斯	220	30×2，40×4	煤	1970
5	拉姆布唐	205.92	30×8 6.4×3	煤油	1969
6	里查德赫斯	121.92	20×4，10×4 6.4×3	煤油	1951
7	柯尔松科弗	105	35×3	油	1976

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计》。

核电　加拿大有 7 座核电厂，装有反应堆 18 台。所采用的反应堆全部为重水堆（PHWR），通称为 CANDU（坎杜）型堆。加拿大主要核电厂见表 5。

表 5　加拿大主要核电厂

序号	电厂名称	装机容量（万 kW）	机组容量和台数（万 kW×台）	堆型	开始运行年份
1	布鲁斯 A	150	75.0×2	CANDU	1976
2	布鲁斯 B	330	82.5×4	CANDU	1984
3	皮克灵 A	103	51.5×2	CANDU	1971
4	皮克灵 B	206.4	51.6×4	CANDU	1983
5	根蒂莱	67.5	67.5×1	CANDU	1980
6	莱普罗角	68	68×1	CANDU	1983
7	达灵顿	374	93.5×4	CANDU	1990

资料来源：世界核能协会。

电网　加拿大输电线路长度超过 16 万 km。1965 年加拿大投运世界第一条 735kV 交流输电线路，从蒙特利尔市至魁北克市，全长 600km。1972 年又投运±450kV、从克尔塞滩水电站至温尼伯市的直流输电线路。

加拿大配电电压大部分采用 12.5kV，少部分采用 4.15kV。用电电压为 120V 和 240V。加拿大没有全国统一的电网，现有电网分为西部和中东部两大部分。西部电网采用 500kV 和 138kV 的联络线将不列颠哥伦比亚和艾伯塔两省的各电网互联。中东部地区采用了 115kV 和 735kV 联络线将萨斯喀彻温、马尼托巴、安大略、魁北克和纽芬兰等地区电网互联。此外，加拿大与美国有联网运行、交换电力的协议，加拿大 8 个省与美国建有互联输电线路，2009 年加拿大向美国净输出电量超过 350 亿 kW·h。加拿大与美国电力交换情况见表 6。

表 6 加拿大与美国电力交换情况（$\times 10^6$ kW·h）

省 份	2006 年		2007 年		2008 年		2009 年	
	进口	出口	进口	出口	进口	出口	进口	出口
艾伯塔省（Alberta）	209	67	651	247	761	228	662	216
不列颠哥伦比亚省（British Columbia）	12 209	5174	7202	10 323	11 514	8081	11 275	6943
马尼托巴省（Manitoba）	819	12 312	528	11 063	88	9880	224	9262
新不伦瑞克省（New Brunswick）	511	2058	646	1598	1081	1367	1408	1904
新斯科舍省（Nova Scotia）	25	229	25	13	273	13		
安大略省（Ontario）	6353	9059	6908	10 365	7998	18 571	3328	16 180
魁北克省（Quebec）	2535	11 713	3359	16 101	1352	17 455	1057	18 637
萨斯喀彻温省（Saskatchewan）	1147	595	203	392	432	137	334	110
全 国	23 808	41 207	19 522	50 102	23 499	55 732	18 288	53 252

资料来源：加拿大电力协会。

表 7 加拿大电力工业主要技术经济指标

年 份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4629	4651	5440	5114	5024	4455	4439
其中：水电	5000	5074	5320	5052	5032	4873	4683
火电	3596	3400	5239	4648	4512	3231	3458
核电	5384	5630	6858	6897	7040	7139	7158
其他	1300	762	2622	2107	1558	1371	2376
厂用电率（%）	2.99	3.08	3.14	3.21	3.12	3.02	3.11
线路损失率（%）	7.30	8.18	8.59	7.34	8.44		4.16
发电标准煤耗[g/（kW·h）]	356	377	373	368	399	382	

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

表 8 加拿大用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构 成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	农业	交通运输业
1990	4330	42.2	30.0	25.0	2.0	0.8
1995	4670	43.9	28.2	25.1	2.0	0.8
2000	5035	44.7	27.5	25.0	1.9	0.9
2005	5394	44.3	28.0	25.0	1.9	0.8
2006	5252	44.2	28.0	25.1	1.9	0.9
2007	5333	41.9	28.7	26.9	1.7	0.8
2008	5281	38.7	30.2	28.5	1.8	0.7
2009	4912	38.3	30.2	28.8	1.9	0.8
2010	4975	38.9	29.6	28.9	1.9	0.8

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

技术经济指标 2005 年以来加拿大发电设备平均利用小时为 4000～5500h。由于水电比重大，厂用电率较低。火电单机容量低，多投运于 20 世纪 70 年代，相对老化，发电煤耗呈现上升态势。表 7 为加拿大电力工业主要技术经济指标。

用电构成 2010 年加拿大用电量为 4975 亿 kW·h，其中工业用电比重占 38.9%，商业、服务业用电比重占 28.9%，居民生活用电比重占 29.6%。表 8 为加拿大用电量及其构成。

管理体制和机构 加拿大电力工业分省管理。除西北地区由加拿大政府设立的北加拿大电力委员会（NCPC）负责管理当地事务外，其他省都设有水电局或电力公司，负责本省的发电、输变电和配电业务。各省电网负责各自调度运行。在加拿大宪法之下，电力行业法的制定属于省政府的权限，但是过境输电线路的建设，向美国的电力出口，以及核电厂的设计、建设、运行等是联邦政府的管辖范围。加拿大国家能源局（NEB）于 1959 年成立，是联邦政府有关能源资源开发、利用的咨询机构，同时开展各种与能源有关的业务。国家能源局对电力部门管理的范围只限于批准国家间联络线和指定省间的输电线及向美国的电力输出，不管理来自美国的电力输入。加拿大核电管理委员会（AECB）负责核电开发和利用，监督拥有核电设施的电力部门、加拿大核电集团（AECL）和卡梅科（Cameco）公司的活动。

jianfeng dianjia

尖峰电价 （critical peak tariff） 通过在分时电价上叠加尖峰费率形成的一种动态电价机制。尖峰电价是在分时电价和实时电价的基础上发展起来的。尖峰电价实施机构预先公布尖峰事件的时段设定标准（如系统紧急情况或者电价高峰时期）及对应的尖峰费率。在非尖峰时段执行分时电价（用户可获得相应电价折扣），但在尖峰时段执行尖峰费率，并提前一定时间通知用户（通常为 1 天以内），用户既可做出相应的用电计划调整，又可通过高级计量基础设施（AMI）自动响应尖峰电价。尖峰电价的主要模式包括固定时段尖峰电价、变动时段尖峰电价、变动峰荷电价和尖峰补贴电价。

固定时段尖峰电价 尖峰时段的起始时刻、持续时间和尖峰事件的最大允许执行天数都是事先确定的，但具体在哪些天执行尖峰事件不是事先确定的，通常基于日前市场的情况来触发尖峰事件。

变动时段尖峰电价 尖峰时段的起始时刻、持续时间和具体在哪些天执行尖峰事件都不是事先确定的，而是在实时市场中确定。由于其实时性较高，因而一般需要在用户侧安装高级计量基础设施，以实现自动响应尖峰事件。

变动峰荷电价 事先设定一定时期（如 1 个月）内的平时段和谷时段电价，而峰时段的电价则与电力市场电价联动。

尖峰补贴电价 用户保留原有的单一固定电价制度，如果用户在尖峰时段削减负荷，可以获得相应的补贴。

jianli gongchengshi

监理工程师 （supervision engineer） 经考试合格取得监理资格证书，并经主管单位核准、注册取得监理岗

位证书，从事建设工程监理及其相关活动的专业技术人员。根据岗位不同，可分为总监理工程师、总监理工程师代表、专业监理工程师和监理员等。电力建设工程中监理工程师根据所从事的专业不同，可分为土建、汽轮机、锅炉、电气、热控、焊接、技经等专业监理工程师。对监理工程师有素质和职业道德方面的相应要求。素质要求主要包括：①有较高的专业学历和复合型的知识结构；②有丰富的工程建设实践经验；③有良好的思想品德；④有强健的体魄和充沛的精力。职业道德要求主要包括：①维护国家的荣誉和利益，按照“守法、诚信、公正、科学”的准则执业。②遵守国家的法律、法规和政策，执行有关工程建设的规程、规范。③履行工程建设监理合同所承诺的义务和职责。④不断学习工程建设的相关知识，提高业务能力和监理水平。⑤不以个人名义承揽监理业务；不泄露所监理工程需保密的事项；不在承建商或材料设备供应商中兼职；不收受被监理单位的任何礼金。⑥坚持独立自主地开展工作。

见工程建设监理。

Jianshe Gongcheng Anquan Shengchan Guanli Tiaoli

《建设工程安全生产管理条例》 (*Regulations on Construction Engineering Safety Production Management*)

规范建设工程安全生产监督管理的法规。2003 年 11 月 24 日，中国国务院第 28 次常务会议通过，以国务院令第 393 号发布，2004 年 2 月 1 日起施行。《建设工程安全生产管理条例》是中国第一部规范建设工程安全生产的行政法规。



适用范围　适用于在中国境内从事建设工程的新建、扩建、改建和拆除等有关活动及实施对建设工程安全生产的监督管理。

主要内容　共 8 章 71 条，包括：总则；建设单位的安全责任；勘察、设计、工程监理及其他有关单位的安全责任；施工单位的安全责任；监督管理；生产安全事故的应急救援和调查处理；法律责任；附则等。

配套规定及标准　包括施工企业安全生产条件评价管理、施工起重机械安全管理、建筑施工现场环境与卫生标准、建筑施工企业安全生产保证体系标准等管理规定和技术标准。

jianshe xiangmu hetong guanli

建设项目合同管理 (contract management of construction project)　依法对合同进行的订立、履行、变更、解除、转让、终止以及审查、监督、控制等一系列行为。其中订立、履行、变更、解除、转让、终止是合同管理的内容；审查、监督、控制是合同管理的手段。合同管理必须是全过程的、系统性的、动态性的。合同管理可划分为两个层次：第一个层次是政府对合同的宏观管理；第二个层次是合同当事人各方对合同实施的具体管理。电力工程建设中必须订立电力工程合同。

政府对合同的宏观管理　国家行政机关依照职权，对利用合同危害国家利益、社会公共利益的违法行为，进行监督并依法进行处理或者移交司法机关追究刑事责任的活动。政府对合同的管理主要包括制定法规、编制或认定标准合同条件（或示范文本）、监督执行等几个方面。以工程项目合同为例，中国自 1999 年以来，陆续出台建设工程施工、标准施工招标文件等一系列工程项目合同示范文本，基本上覆盖工程项目的建设全过程，初步形成了工程项目合同示范文本体系。

合同当事人各方对合同实施的具体管理　各方在合同的订立和履行过程中所进行的计划、组织、监督和协调等活动，使内部各部门、各环节互相衔接、密切配合，以顺利实现预期管理目标的过程。不仅要重视签订前的合同管理，更要重视签订后的管理。合同管理具有系统性和动态性特点：系统性就是凡涉及合同条款内容的各部门都要一起来管理；动态性就是注重履约全过程的情况变化，特别要掌握对自己不利的变化，及时对合同进行修改、变更、补充或中止和终止。

电力工程合同　电力工程合同包括勘察设计、监理、施工、物资采购、物资运输及保管、咨询服务等合同。电力工程合同应在招投标的基础上订立，应遵照招标文件的要求，不背离招标文件实质性内容。通过招投标方式订立的工程合同文件一般包括：本合同的协议书；中标通知书；投标书及其附件；本合同专用条款；本合同通用条款；标准、规范及有关技术文件；图纸；工程量清单；工程报价书或预算书；相关的变更、纪要、协议等内容。（见建设项目招投标）

jianshe xiangmu pingjia

建设项目评价 (construction project evaluation)

直接投资活动中，在对投资项目进行可行性研究的基础上，从政府和企业整体的角度对拟投资建设项目的计划、设计、实施方案进行全面技术经济论证的过程。建设项目评价可确定投资项目未来发展的前景，其工作内容包括技术评价和经济评价。

技术评价　对项目建设外部条件、建厂技术方案、环境影响、水土保持、地震安全性等方面从技术角度上是否可行进行评价。

经济评价　根据国民经济与社会发展以及行业、地区发展规划要求，在项目初步方案的基础上，采用科学的分析方法，对拟建项目的财务可行性和经济合理性进行分析论证，为项目的科学决策提供经济方面的依据。

项目经济评价包括项目财务评价（又称财务分析）和项目国民经济评价（又称经济分析）。经济评价内容的选择，应根据项目性质、项目目标、项目投资者、项目财务主体以及项目对经济与社会的影响程度等具体情况确定。对于费用效益计算比较简单，建设期和运营期比较短，不涉及进出口平衡等的一般项目，如果财务评价的结论能够满足投资决策的需要，可不进行国民经济评价；对于关系公共利益、国家安全和市场不能有效配置资源的经济和社会发展项目，除应

进行财务评价外，还应进行国民经济评价；对于特别重大的建设项目应辅以区域经济与宏观经济影响分析方法进行国民经济评价。

jianshe xiangmu zhaotoubiao

建设项目招投标 （invitation of bidding and tendering for construction projects） 招标人就拟建工程准备招标文件，发布招标公告或发出投标邀请函，以吸引或邀请投标人购买招标文件和进行投标，通过资格审查、开标与评标，直至定标与签订合同；投标人根据招标文件的要求，编制并提交投标文件，进行一次性投标报价并参与竞争，响应招标的活动。按照标的物的不同可分为*工程招投标*、*服务招投标*和*货物招投标*。

投标人资格、评标标准和方法、合同主要条款等各项实质性条件和要求都要在招标环节得以确定。根据标的物的特点和潜在投标人情况，也可以允许联合体参与投标。在投标截止时间结束后，招标人不能接受新的投标，投标人也不得更改投标报价及其他实质性内容。

在中国，电力建设工程属必须招标的范围，电力建设项目的工程、货物和服务的采购必须通过招标进行。同类电力工程具有相似性，招标文件通常依据招标文件范本编制。招标可以委托招标代理机构组织招标，也可以自行招标。招标代理机构按照资质管理的相关规定，分别在资质等级允许的范围内承担招标代理业务。自行招标的，招标人必须具备相应的条件，并经审批或核准后方可自行办理招标事宜。国际上通行的招标有无限竞争性公开招标、有限竞争性选择招标、议标等方式。招标有公开招标和邀请招标两种方式。招标人可以采用有标底招标，也可采用无标底招标。采用有标底招标时，一个工程只能编制一个标底。标底编制完成后，直至开标时，所有接触过标底价格的人员均负有保密责任，不得泄露。招标人根据需要可以设定最高投标限价。

招投标文件　包含招标公告或投标邀请书、投标人须知、评标办法、合同条款及格式、图纸、技术标准及要求、投标格式等；采用工程清单招标的，招标文件应当提供工程量清单。投标人购买招标文件后，根据招标文件的要求，编制并提交投标文件，响应投标活动。必要时，在投标前还要派人进行现场考察，参加招标人召开的投标预备会议。

国际上较为常见的招标文件范本有与《国际复兴开发银行贷款和国际开发协会信贷采购指南》配套的《工程采购国际竞争性招标文件范本》《工程采购国内竞争性招标文件范本》《货物采购国际竞争性招标文件范本》《货物采购国内竞争性招标文件范本》等，国际咨询工程师联合会的招标程序及配套的合同条件，《日本国际协力银行官方援助贷款项目招标文件范本（土建工程）》《日本国际协力银行官方援助贷款项目招标文件范本（货物采购）》等。

1997年，中国电力工业部颁布了《火力发电工程施工招标程序及招标文件范本》等7个标准招标文件。2003年以后逐渐被淘汰。自2007年起，国家发展和改革委员会等9部委陆续颁布了《中华人民共和国标准施工招标文件》（2007年版）、《水利水电工程标准施工招标文件》（2009年版）、《中华人民共和国简明标准施工招标文件》（2012年版）、《中华人民共和国标准设计施工总承包招标文件》（2012年版）等标准招标文件，供相关行业的企业参照使用。

资格审查　分为资格预审与资格后审两种方式。资格预审是指投标前对获取资格预审文件并提交资格预审申请文件的潜在投标人进行资格审查；资格后审是指开标后对投标人提交的投标文件进行资格审查。

开标　招标人按照招标文件指定的时间和地点，邀请所有投标人到场，当众开启投标人提交的投标文件，宣布投标人的名称、投标报价及投标文件中的其他重要内容。

评标　招标人依法组建评标委员会，依据招标文件的规定和要求，对投标文件进行评审和比较，确定中标人。

定标　招标人从评标委员会推荐的中标候选人中确定中标人，并向中标人发出中标通知书，同时将中标结果通知所有未中标的投标人。中标通知书发出后，招标人和中标人应当按照招投标文件的内容，在规定的时间内签订书面合同。

联合体　由两个及以上法人或者其他组织组成，以一个投标人的身份共同投标的组织。联合体各方均应具备规定的相应资格条件和承担招标项目的相应能力。同一专业的单位组成的联合体，应当按照资质等级较低的单位确定联合体的资质等级。

公开招标　招标人在指定的媒体上发布招标公告，邀请不特定的法人或其他组织投标，又称无限竞争性公开招标（unlimited competitive open bidding）。凡对招标项目感兴趣的潜在投标人，都有均等的机会购买招标文件或资格预审文件。这种方式的优点是招标人的选择面广，竞争性强，有利于降低工程造价；缺点是投标人的质量不好控制。

邀请招标　招标人以投标邀请书的方式，向不少于3家法人或其他组织发出投标邀请，并按事先规定的程序和办法从中选择中标人，又称有限竞争性选择招标（limited competitive selected bidding）。这种方式的优点是邀请的承包商大都有经验，信誉可靠；缺点是可能漏掉一些在技术上、报价上有竞争力的潜在参与者。

标底　招标人根据招标项目的具体情况编制的完成招标项目所需的全部费用，是根据国家规定的计价依据和计价办法计算出来的工程造价，作为评标委员会评价各投标报价的参考。

最高投标限价　招标人所能接受的最高报价，超过该限价的投标将不予接受，又称招标控制价。最高投标限价或其计算方法应当在招标文件中明确，无需保密。招标人不得规定最低投标限价。

国际招标　业主（招标人）在国际相应的领域范围内公开货物、工程或服务采购的条件和要求，邀请投标人参加投标，并按照规定程序从中选择交易对象的一种市场交易行为。在中国，必须进行国际招标的机电产品采购项目的有：关系社会公共利益、公众安全的基础设施、公用事业等项目中进行国际采购的机电产品，具体范围由国家行政主管部门制定；全部或者部分使用国有资金投资项目中进行国际采购的机电产品；全部或者部分使用国家融资项目中进行国际采购的机电产品；使用国际金融组织或者外国政府贷款、援助资金项目中进行国际采购的机电产品；政府采购项目中进行国际采购的机电产品等。

在中国境内进行机电产品国际招标投标一般应采用公开

招标的方式。国家主管部门指定专门的招标网站提供网络服务，并建立国家、地方两级专家库。机电产品国际招标活动中所需专家必须在招标网上从国家、地方两级专家库中采用随机抽取的方式产生。招标文件制定完成并经评审专家组审核后，需通过招标网报送相应的主管部门备案。招标文件应在国家指定的媒体以及招标网上发布招标公告。招标文件的公告期即招标文件的发售期，自招标文件公告之日起至投标截止日止，不得少于20日，对大型设备或成套设备不得少于50日。对于依法必须招标的项目，主管部门在公示结果公告后3日内通过招标网出具“评标结果备案通知”。招标机构凭“评标结果备案通知”向中标人发出中标通知书。

利用世界银行等国际金融组织贷款项目招标时，贷款人往往要求借款人为其成员国的承包商提供公开和平等的投标机会，并要求按其规定的程序和规则进行公开招标。这些金融组织对采购程序、招标文件、投标及其评定、采购合同等均进行监督。外国政府贷款项目必须在贷款项目经国务院有关部门批准或在贷款协议生效后才能开展招标工作。招标前，项目单位负责将经批准的可行性研究报告和采购清单等报省级财政部门、转贷银行和采购公司备案。在招标文件发布前，还需由招标机构报国内有关部门审批或备案。

jianshe zhunbei

建设准备 (construction preparation) 在中国，在工程项目取得政府主管部门同意开展前期工作的批文后，为工程项目的开工所进行的工作。其主要工作有：①组建项目法人（成立项目公司）；②落实融资方案；③组织设计、设备、监理、施工招标；④组织编制和审查初步设计；⑤组织编制和审查施工组织设计；⑥编制建设进度及资金计划；⑦征租土地；⑧开展“五通一平”工作；⑨落实工程开工条件。

组建项目法人　工程项目的建设必须按照国家有关法律正式组建项目法人（公司），实行项目法人责任制。项目法人依法对项目的策划、资金筹措、建设实施、生产经营、债务偿还和资本的保值增值负责，并享有相应的权利。公司实行董事会领导下的总经理负责制，董事长是公司的法定代表人，总经理由董事会聘任，并对董事会负责。公司享有由股东投资和公司负债形成的全部法人财产权。公司股东作为出资者按投入公司的资本额享有所有者的资产受益、重大决策和选择管理者等权利。项目法人（公司）必须取得相应的资质，方可自行管理项目的建设和运营，也可通过招标委托有资质的法人承包工程建设和运行。

落实融资方案　项目法人按照建设资金需求计划，与金融机构通过洽商、谈判等方式确定资金筹集方案，包括向银行等金融机构获取贷款，通过股东在债券市场、证券市场等筹集建设资金等途径。

组织设计、设备、监理、施工招标　项目法人或其委托有资质的招标代理机构，根据可行性研究报告、初步设计等文件，组织对主机及主要辅机设备、设计单位、监理单位、施工单位等的招标工作。由项目法人和有资质的设计单位分批编制招标文件，项目法人组织有关单位和部门对招标文件进行审查和修改后，由招标代理机构公开发售。项目法人按规定程序成立评标委员会，组织评标。项目法人与中标单位进行合同及技术协议的谈判及签订。

组织编制和审查初步设计　项目单位委托设计单位按照国家或行业主管部门规定的初步设计编制深度要求，开展初步设计工作，并形成设计文件。初步设计文件编制完成后，由项目法人报送上级主管部门审查。

组织编制和审查施工组织设计　工程施工单位组织工程技术管理人员按照国家有关法令、法规、规程、条例和各项技术政策，从工程具体条件出发，根据施工队伍的自身优势，采用先进成熟的施工技术和科学合理的组织管理，总体部署后续施工工作，形成组织方案，以有效使用人力、物力，安排好空间和时间，实现安全、优质、高效、节能、环保，按合同工期和达标投产要求全面完成建设任务。项目法人会同投资方工程主管部门组织设计、施工、监理等单位，对施工组织设计进行审查，并提出审查批复意见，优化施工方案。

编制建设进度及资金计划　依据国家颁发的工程项目建设工期定额以及同类或相似工程项目的经验资料，结合项目特点和资源准备情况确定工程建设总工期，并根据总工期制定项目的里程碑节点、一/二级施工计划、设备供应计划和图纸交付计划。在建设承包合同签订后，由承包单位编制详细的工期计划，经项目法人批准后执行。资金计划编制是依据建设进度计划及建设合同确定的付款方式确定工程建设资金、设备款等的支付计划。

征租土地　项目法人向国家土地管理部门和工程所在地政府办理项目所需永久性工程用地的手续，并依据设计文件中的征地图纸，在土地管理部门主持下，由用地单位与被征地单位签订合同，按规定对地面上的房屋、水井、工厂、树木等附着物进行赔偿。租地（或临时用地）是指用地单位向土地原占有者租用施工临时用地，用地单位按所租用土地的年产值逐年给原占有者以补偿，并对其中的可耕地在租期满后负责恢复土地耕种条件，归还原主。

开展“五通一平”工作　在建设场地上进行施工准备工作，做到水通、电通、气通、道路通、通信通和场地平整，简称“五通一平”。

落实工程开工条件　工程建设开工前，项目法人按照国家和上级主管部门规定的工程开工条件，对已经完成的各项准备工作进行检查，以确保工程开工后能连续施工。当工程开工条件已经具备时，项目法人向上级主管部门提出申请开工的报告，主要内容有项目核准文件、主要建设内容、投资来源及落实情况、外部条件落实情况（包括接入系统、运煤铁路/公路/码头、电力负荷、用水数量和水源、灰场、环保等）和主设备供应安排情况等。

Jiangsu Sheng dianli gongye

江苏省电力工业 (electric power industry in Jiangsu Province) 江苏省地处中国东部沿海地区，东濒黄海，西邻安徽省，东南与上海市、浙江省毗邻，北与山东省接壤，长江贯穿该省后入海，面积10.26万km^2，2012年底常住人口为7920万人。

江苏省电力工业始于1897年。该年，苏州苏纶纱厂安装38.5kW直流发电机供厂内照明用电。1905年10月，镇江民营大照电灯公司两台75kW直流发电机投产，开始向社

会供电，成为江苏省第一个公用电厂，也是中国最早的民营电厂之一。20世纪二三十年代，江苏省办电曾出现兴旺景象，但规模很小，抗日战争期间遭到严重破坏。至1949年，江苏省装机容量共9.94万kW，最大机组容量为1万kW，年发电量为2.21亿kW·h；输电线路230km，最高电压为33kV，各城市均由小电厂就近供电，都是孤立的小电网。

江苏省水能资源理论蕴藏量为199.1万kW，但可供开发利用的水力发电资源只有13.1万kW，仅占中国可开发量的0.35%。在可开发利用的水力资源中，淮河流域为10.6万kW，长江支流为2.5万kW。江苏省的煤炭资源到2002年实际探明储量为38.31亿t，仅占中国总储量的0.8%，保有储量28.36亿t，为中国的1.2%。江苏省已探明的石油资源地质储量较低，至1992年底江苏省石油地质储量5808万t，保有储量列中国第16位。其他发电资源还有风能、潮汐能等。

电源建设　1983年起，江苏省电力工业实行了多渠道、多层次办电，按照谁集资、谁用电、谁得益的原则，制定优惠政策，调动了各方面办电的积极性，迅速出现国家与地方合资及利用外资建设大型电厂、地方集资与企业自筹资金建设中小型电厂的局面。

“八五”（1990～1995年）计划期间，江苏省电力工业高速发展，利港、常熟、戚墅堰、华能南通、华能南京、华能淮阴、夏港、天生港及彭城等一批大中型发电厂相继建成投产，新增装机容量480万kW，年均新增装机容量96万kW，年增长率达10.6%。“八五”计划期末（1995年），江苏省发电设备总容量1500.23万kW。

2002年底，江苏省发电装机容量达2072万kW，其中，火力发电装机容量2058万kW，水力发电装机容量13.39万kW。截至2012年末，江苏电网拥有统调电厂100座，发电装机容量7544万kW（含新投产188台、35.3万kW风电机组），其中水电装机114万kW，火电装机6982万kW，核电装机212万kW，风电装机193万kW，太阳能发电装机43万kW。年发电量4158.2亿kW·h，其中水电发电量12亿kW·h，火电发电量3943亿kW·h，核电发电量162亿kW·h，风电发电量37亿kW·h，太阳能发电量4.2亿kW·h。

电网建设　1949年后，随着一批发电和输变电工程的建设，江苏省20世纪50年代末～70年代初先后形成苏南、徐州、淮海盐、南通等4个地区电网，1978年形成220kV全省电网，从而实现了全省范围内的电力统一调度，并成为华东电网的组成部分。在此期间，投运35kV及以上线路4705km、投运变电容量1547万kV·A。进入20世纪90年代后，江苏省新建了一大批110、220kV和550kV输变电工程，对110、35kV和10kV及以下输配电网进行了建设和改造。截至2002年底，江苏省35（20）kV及以上输电线路达44 755km，35（20）kV及以上公用变压器总容量9107万kV·A、企业自备变压器总容量1349万kV·A，并初步形成500kV主网架，进入自动化水平较高的现代化大电网行列。

2010年，向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程、葛洲坝—上海（简称葛—沪）±500kV直流输电线路改造工程提前完成，锦屏—苏南±800kV特高压直流输电线路工程江苏段铁塔（共94基）率先完成。2011年，开工建设110kV及以上线路5116km、变电容量3083万kV·A（不含特高压）；投产110kV及以上线路4909km，变电容量3263万kV·A。完成500kV潘荡、茅山等重点工程和宁杭城际、京沪高铁等重大项目配套工程。2012年末，江苏省±800kV特高压直流输电线路65km，500kV变电站（开关站）42座，容量8290万kV·A（其中换流容量340万kV·A），输电线路长度9684km；220kV变电站（开关站）465座（不含用户变电站），容量14 591万kV·A，输电线路长度22 942km。图1为2010年竣工投运的中国首座220kV智能变电站无锡西泾变电站。2013年江苏电网主接线图见图2。



图1　无锡西泾智能变电站（潘正光　摄）

1996年，江苏省行政村实现村村通电。1999年，江苏省建成农村电气化县57个，64个县全部实现了县级调度自动化、实用化，成为实现省、市、县三级电网调度自动化的省份，全省农村村村通电，99.99%以上的农户用上了电。截至2012年，江苏省累计建成835个电气化乡镇、10 313个电气化村。

用电状况　1949年，江苏省年用电量1.57亿kW·h，人均年用电量4.5kW·h；1997年，全社会用电量848.48亿kW·h，人均年用电量1176kW·h。2012年，江苏省全社会用电量4580.9亿kW·h，其中第一产业用电量达37.96亿kW·h，第二产业用电量达3605.58亿kW·h，第三产业用电量468.51亿kW·h，城乡居民生活用电量达468.86亿kW·h。

电力体制　1953年7月，江苏省人民政府工业厅地方电业管理局成立，该局于1957年12月撤销，改为江苏省工业厅电力工业处。1958年9月，成立江苏省电业局，1962年，更名为江苏省电业管理局。1976年1月，江苏省电力局成立，1979年10月更名为江苏省电力工业局。1988年12月，江苏省电力公司成立（保留江苏省电力工业局建制），负责全省电力工业的行业管理，全省电力管理形成政企合一的模式。1993年，江苏电力发展股份有限公司成立，成为全省第一家以电力建设、投资、经营为主的股份制企业。1998年11月，江苏省电力公司被确定为华东电力集团公司的全资子公司。2000年9月，撤销江苏省电力工业局，相应的电力行政管理职能移交省经贸委，省级层面实现政企分开。2002年12月，国家电网公司等电网和发电公司组建，电力管理体制在国家层面实现“厂网分开”，江苏省电力公司成为国家电网公司的组成部分，各发电厂陆续划归各

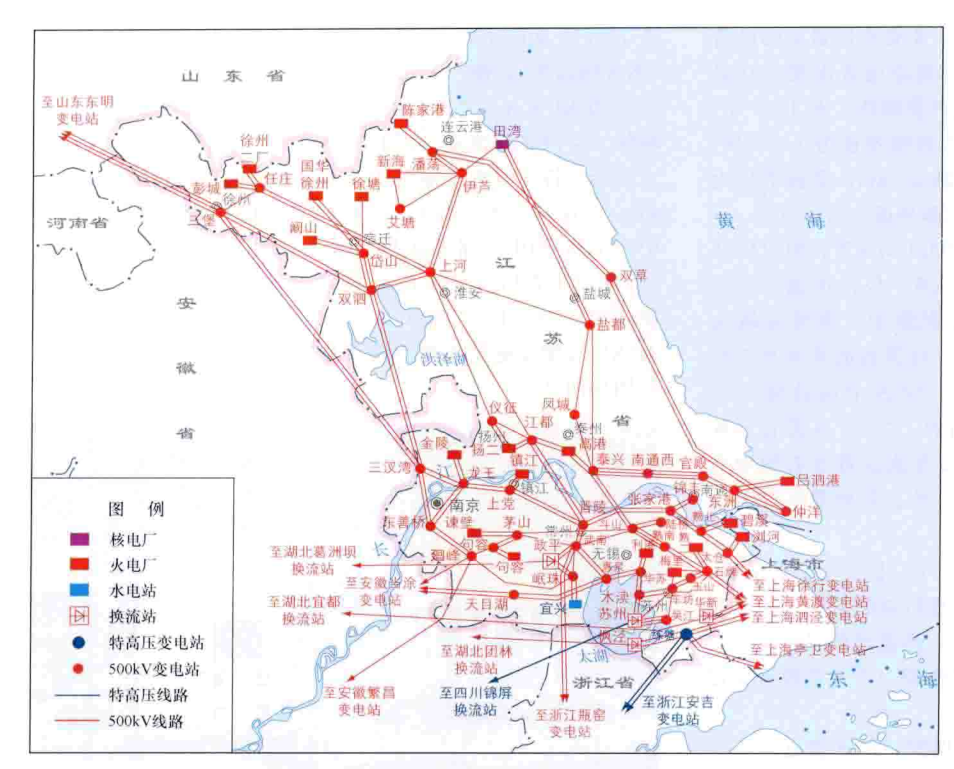


图 2　江苏电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

发电公司。

江苏省电力公司主要从事江苏境内电网建设与管理，经营江苏境内电量销售业务。截至 2012 年底，江苏省电力公司本部设有 22 个职能部室，下辖 13 个地级市供电公司、51 个县级供电公司、14 个直属单位。2012 年，江苏省电力公司当年电费回收率 100%，售电量 3799 亿 kW · h。

Jiangxi Sheng dianli gongye

江西省电力工业　(electric power industry in Jiangxi Province)　江西省位于长江中下游交接处的南岸，东邻浙江省和福建省，南连广东省，西接湖南省，北毗湖北省和安徽省，素有“吴头楚尾，粤户闽庭”之称，面积 16.69 万 km^2，2012 年底人口约 4503.93 万人。

江西省具有水能、煤炭、核能、风能、太阳能等多种可开发利用的发电资源，以燃煤为主、水力为辅。煤炭资源储量偏少，相对集中，且分布面广。河流众多，水系发达，全省水能资源总量 1422 亿 m^3，居中国第 7 位。鄱阳湖“狭管湖道”地带风力发电资源丰富，潜力可观。核燃料资源得天独厚。但太阳能资源比较贫乏，只有鄱阳湖东北部是太阳能高值区，具有开发利用的潜力。

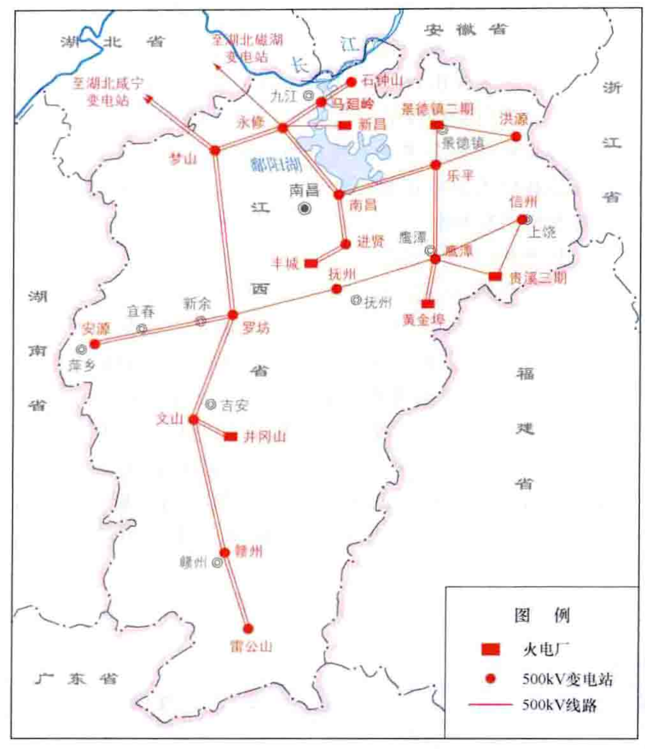
江西省电力工业始于 1898 年。该年，萍乡煤矿井巷施工时，使用德国制造的风动凿岩机（配有电机车，空气压缩机供风）和电煤钻（0.88kW，供电电压 250V，带有减速齿轮传动装置）。20 世纪 50 年代，江西省只有南昌和赣南两个电网。20 世纪 60 年代增加了萍乡、吉安、乐平及九江等电网。赣南电网 1965 年与广东韶关电网联网后，电网结构由单回辐射型发展为多电源辐射加局部小环路，成为江西省第二大电网，20 世纪 60 年代，南昌电网逐步形成包括赣中、赣东北、赣北、赣西等地区连成一片的 110kV 中型电网。20 世纪 70 年代中期建成 220kV 电网；南昌电网 1983 年与华中电网联网；1987 年与赣南电网联网，形成了以 220kV 为主网架的江西省统一电网。到 1999 年底，江西省发电装机容量为 555.63 万 kW，其中水电 173.45 万 kW，火电 382.18 万 kW。有 220kV 变电容量 438 万 kV · A，220kV 线路 3350km；110kV 变电容量 567 万 kV · A，110kV 线路 6334km。

电源建设　江西第一座超百万千瓦的火电厂——丰城发电厂于 2000 年 8 月建成，先后投运 4 台 30 万 kW 机组，总装机容量达 120 万 kW。首台全省单机容量最大的 35 万 kW 机组——九江发电厂三期工程（2×35 万 kW）于 2002 年 12 月建成投运。“十一五”（2006～2010 年）期间，江西省共实施能源建设项目 29 项，建成新昌电厂等 10 个电厂项目，新增装机容量 667 万 kW，是“十五”（2001～2005 年）期间新增容量的 3.25 倍；长岭、矶山湖及大岭风力发电场建成运行，洪屏抽水蓄能电站开工，彭泽核电厂前期工作稳步推进。

截至 2012 年底，贵溪电厂“上大压小”（发展大机组）第二台 60 万 kW 级机组、九江电厂“上大压小”第一台 60 万 kW 机组顺利投产，江西省发电装机容量为 1943 万 kW，其中统调装机容量 1533 万 kW，统调装机中火电装机 1384 万 kW，水电装机 137 万 kW，风电装机 11.7 万 kW。

电网建设　1991～2002 年，江西省已建成以南昌为中心，北起九江、南至赣州、东通上饶、西达萍乡的 220kV 统一电网。2002 年底，江西省 500kV 输电线路长度为 158.27km；500kV 主变压器容量为 75 万 kV · A。2003 年，三峡配套 500kV 输变电工程“两站三线”项目开工，促使江西 500kV 输变电工程从南昌向赣西、赣东北双向扩展，并延伸至赣州，从而形成江西 500kV 骨干网架。2004 年，吉安—赣州 500kV 输电线路奠基。2006～2010 年，江西省累计建成 500kV 变电站 10 座，形成了 220kV 中部环网，主干网架实现了从 220kV 到 500kV 的重大跨越，形成 500kV 双回路主干网架，中部实现环网，以南昌为中心，通过 3 回 500kV 线路与华中电网联网。截至 2012 年底，江西省有 110kV 及以上变电站 568 座，变电容量 7028 万 kV · A，其中 500kV 变电站 14 座（含 1 座开关站），变电容量 1750 万 kV · A；220kV 变电站 121 座，变电容量 2759 万 kV · A；110kV 变电站 433 座，容量 2519 万 kV · A。110kV 及以上输电线路长度 23 718km，其中 500kV 线路长度 3195km（含 3 回网间联络线江西境内长度）；220kV 线路长度 8800km；110kV 线路长度 12 038km。2013 年江西电网主接线图如图所示。

用电状况　2002 年江西省全社会用电量达 246.56 亿 kW · h，比 1990 年增长 93.2%，年均增长 7.8%；人均用



江西电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

电量584kW·h，比1990增加244kW·h。2012年江西省全社会用电量达867.67亿kW·h，同比增长3.9%。其中第一产业用电量达10.13亿kW·h，第二产业用电量达606.86亿kW·h，第三产业用电量达104.2亿kW·h，城乡居民生活用电量达146.48亿kW·h。江西省电力公司售电量达726.98亿kW·h，同比增长3.22%，综合线损率7.21%。

电力体制　1951年，南昌水电公司等11个电厂（公司）收归国营，统一由中南军政委员会重工业部代管。1956年前，江西省未成立专门的电力行业管理机构，电力工业归口江西省工业厅领导。1956年9月，在省工业厅的基础上成立江西省电业管理局。1957年8月，成立江西省重工业厅，行使管电职能，同时撤销江西省电业管理局。1958年2月，成立江西省重工业厅电业局，省水利厅和重工业厅电业局合并成立江西省水利电力厅，同时下设电业局。1960年，成立江西省电业管理局。1968年，组建成江西省电业公司；1969年省电业公司与省水利厅合并成立省水利电力局；1973年，成立江西省电力工业局。1982年，江西省电力工业局划归电力工业部领导和管理。1993年11月28日，江西省电力公司成立，同时保留江西省电力工业局，实行一套机构、两块牌子运作，江西省电力工业局继续行使省政府管理全省电力行业的职能。2002年4月28日，江西省电力工业局正式撤销，由江西省经济贸易委员会行使江西省电力行政管理职能。

2002年，根据电力体制改革的总体部署，江西省电力公司所属发电企业开始划转移交。厂网分开后的江西省电力公司系国家电网公司全资子公司，担负江西电网的建设、管理和运营职责。2012年完成售电量766.98亿kW·h，综合线损率7.21%。江西省电力公司所属单位25家（其中地市供电公司12家），控股、全资县级供电公司96家。

jiaoyu peixun guanli

教育培训管理　（education and training management）

面向组织战略发展和具体业务的需要，针对组织内不同专业人员开展一系列专业性教育和培养工作，持续不断地提升人员综合素质的活动。教育培训管理是人力资源管理的内容之一，其主要步骤包括培训需求分析、培训计划制订、培训课程设计、培训实施、培训成果转化与评估。

培训需求分析　组织培训的决策问题。企业的培训需求来源于组织的需求和员工的需求两方面。组织需求表现在组织战略的变化、业务的调整，以及应对不断变化的经营环境提出的要求。员工的需求表现在员工是否胜任岗位工作任务、员工是否达到业绩目标要求，以及员工个人的发展等。需求分析包括组织分析、人员分析和任务分析三项内容：①组织分析，考虑培训发生的背景。通过组织分析决定在企业的经营战略、可用的培训资源及员工的上级和同事对培训活动支持一定的情况下，培训是否符合需要。②人员分析，确定培训的人员。包括分析查找原因，判断业绩不佳的原因，确定谁需要培训及员工是否已做好培训准备。③工作分析，首先确定员工需要完成哪些方面的重要任务，其次确定为了帮助员工完成这些任务，应当在培训中强调哪些知识、技能及行为。

培训计划制订　培训计划主要包括培训目标和课程名称、培训对象、实施日期、实施时数、场地、培训方法，以及培训预算等。

培训课程设计　包括培训课程规划、选择相关资源、教学设计和学员手册编制。

培训实施　包括培训信息发布、培训组织及教材编印等。

培训成果转化与评估　包括培训成果转化方式及过程的监测和效果评估等。①成果的转化是培训最为关键的环节，成果转化应从塑造转化氛围、高层同时支持、给予运用所学技能的机会等方面考虑，且受训者的上级应从任务提示、反馈结果及不断强化等方面对培训成果转化进行监测。②对培训进行评估是必需的，可达到衡量培训管理质量、评估学员参与程度、评估培训效果等目的，有利于开展改进培训管理质量、建立培训教材档案及培训需求鉴定等方面工作。培训评估一般分为：学员反应——授课满意度；学员收获——授课吸收程度；学员应用——实际应用程度；成果与影响——对个人与组织的成果四个层次。

jieti dianjia

阶梯电价　（step tariff）　一种将户均用电量设置为若干个阶梯的电价机制，全称阶梯式累进电价。第一阶梯为基数电力设施量，电量较少，每千瓦时电价较低；第二阶梯电量较高，电价较高；第三阶梯电量更多，电价也更高。随着户均消费电量的增长，每千瓦时电价逐级递增。

在一个约定的用电结算周期内，把用电量分为两段或多段，每一分段用电量范围内都有一个单位电价，这个用电量称为阶梯电量。单位电价在分段内保持不变，但是会随着分段不同而变化。

阶梯电价的理论基础是拉姆齐定价策略。拉姆齐定价策略的核心思想是追求预算平衡（满足垄断企业的收支平衡）约束下的社会福利最大化。拉姆齐定价策略要求产品定价应考虑不同产品的需求弹性，高需求弹性的产品价格上升幅度小，低需求弹性的产品价格上升幅度大。

中国阶梯电价制度主要应用于居民用户，工商业用户暂时不涉及。2012 年 7 月 1 日开始，中国除西藏和新疆外的 29 个省区市（不包括港澳台地区）同时实施居民阶梯电价。分档电量和电价的制定方法是实施阶梯电价的关键。

分档电量的可选方法包括：①以统计部门统计的户均用电量为基础确定。②参照居民生活所必需的基本家用电器用电量确定。③按照覆盖一定比例的居民数量确定，即按照满足一定比例的居民家庭的月均用电量确定各档电量上限。按覆盖一定比例的居民数量确定各档电量标准，能够解决各地用电量差距较大的矛盾，保证相对公平。中国国家发展和改革委员会 2011 年公布的《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见》（简称《指导意见》）中明确指出，中国以省区市为单位，按照覆盖一定居民用电户的比率，确定阶梯电价各档电量上限。《指导意见》确定了居民阶梯电价原则，提供了起步阶段指导性方案。

（1）居民阶梯电价原则。第一档电价原则上维持较低价格水平，一定时期内保持基本稳定。第二档电价逐步调整到弥补电力企业正常合理成本并获得合理收益的水平。第三档电价在弥补电力企业正常合理成本和收益水平的基础上，再适当体现资源稀缺状况，补偿环境损害成本。最终电价控制在第二档电价的 1.5 倍左右。

（2）起步阶段指导性方案。第一档电量原则上按照覆盖本区域内 80%居民用户的月均用电量确定，即保证户均月用电量在该档电量范围内居民户数占居民总户数的比例达到 80%。起步阶段电价维持较低水平，3 年之内保持基本稳定。第二档电量按照覆盖本区域内 95%居民用户的月均用电量确定（即覆盖率 80%～95%的电量）；起步阶段电价提价标准每千瓦时不低于 0.05 元。第三档电量为超出第二档的电量；起步阶段电价提价标准每千瓦时为 0.3 元左右。

中国部分省区市阶梯电价执行方案见表。

中国部分省区市阶梯电价执行方案

省区市	第一档	第二档	第三档
北京	每月不超过 240kW·h	241～400kW·h 之间的电量，电价标准比第一档电价每千瓦时提价 0.05 元	超过 400kW·h 的电量，电价标准比第一档电价每千瓦时提价 0.30 元
天津	月用电量 200kW·h 及以下	月用电量 201～340kW·h，每千瓦时提价 0.05 元	月用电量 341kW·h 以上，每千瓦时提价 0.30 元
上海	户均每年 0～3120kW·h（含）	户均每年 3120～4800kW·h（含）	户均每年超过 4800kW·h 的用电量
上海	分时电价：不做调整	未分时电价加价标准为每千瓦时 0.05 元；分时电价峰时段每千瓦时电加 0.06 元，谷时段每千瓦时电加 0.03 元	未分时电价加价标准为每千瓦时 0.30 元；分时电价峰时段每千瓦时加价 0.36 元，谷时段每千瓦时电加 0.18 元
浙江	年用电量 2760kW·h 以内的电价，仍为每千瓦时 0.538 元	年用电量 2761～4800kW·h 的电价在第一档基础上加价 0.05 元，为每千瓦时 0.588 元	年用电量 4800kW·h 以上的电价在第一档基础上加价 0.30 元，为每千瓦时 0.838 元
广东	夏季：5～10 月；每月 0～260kW·h	每月 261～600kW·h，电价每千瓦时加价 0.05 元	每月 601kW·h 以上的用电量，电价每千瓦时加价 0.30 元
广东	非夏季：11 月～次年 4 月；每月 0～200kW·h	每月 201～400kW·h，电价每千瓦时加价 0.05 元	每月 401kW·h 以上的用电量，电价每千瓦时加价 0.30 元
江苏	电量 230kW·h 内价格不变	231～400kW·h，每千瓦时加价 0.05 元	400kW·h 以上，每千瓦时在第一档基础上加价 0.30 元
重庆	月用电量为 200kW·h（含）以内的，电价仍为每千瓦时 0.52 元	月用电量是 201～400kW·h（含），电价在现有基础上每千瓦时加价 0.05 元，电价为每千瓦时 0.57 元	第三档月用电量 401kW·h（含）以上，电价是在现行电价基础上每千瓦时加价 0.30 元，电价为每千瓦时 0.82 元
四川	月用电量 170kW·h 以下	月用电量 171～240kW·h，每千瓦时加价 0.10 元	月用电量 240kW·h 以上，每千瓦时加价 0.30 元
河南	月用电量 150kW·h 以下	月用电量 150～230kW·h，每千瓦时加价 0.05 元	月用电量 231kW·h 以上，每千瓦时加价 0.30 元
广西	月用电量 130kW·h 以下	月用电量 131～220kW·h，每千瓦时加价 0.05 元	月用电量 220kW·h 以上，每千瓦时加价 0.30 元
江西	150kW·h 以内，保持现有电价	151～280kW·h，每千瓦时加价 0.05 元	用电量 281kW·h 以上为第三档，每千瓦时加价 0.30 元

续表

省区市	第一档		第二档	第三档
海南	夏季：4～10月（共计7个月）	月用电量220kW·h以内	月用电量221～360kW·h	月用电量在361kW·h以上
	冬季：11月～次年3月（共计5个月）	月用电量160kW·h以内	月用电量161～290kW·h	月用电量291kW·h以上
云南	丰水期：5～11月	所有用电量执行每千瓦时0.45元的优惠电价，比现行0.483元降低0.033元		
	枯水期：12月～次年4月	月用电量170kW·h以内，执行每千瓦时0.45元	月用电量在171～260kW·h的部分，执行每千瓦时0.50元	超过260kW·h的部分，执行每千瓦时0.80元

jiedian

节电 (power conservation) 依据节能的法律法规，采用技术上可行、经济上合理的方法，减少电力生产、输送、分配和使用过程中电能消耗和损耗的行为。发电过程节电主要是降低厂用电率（见发电节能技术）；输变电、配电过程节电主要是降低线路损失率和变压器损失率（见输配电节能技术）；用电过程的节电主要是提高用电设备的效率，降低用电设备的能耗，重点是电动机节电、家用电器节电和照明节电。

推行电力需求侧管理，控制高能耗、高排放企业和产能过剩行业用电，停止不符合产业政策、违规建设和淘汰类企业的用电；电网企业实施科学合理的电力错峰、避峰和有序用电方案，用电企业应合理安排生产工艺、生产班次和设备检修；加强无功管理，变压器容量在100kV·A以上的高电压等级用电企业的功率因数应达到0.95以上，其他用电企业的功率因数要达到0.9以上。电力供需矛盾突出的地区应按照以煤、以水定电，以电定用，有序用电的原则，制定与发电出力相匹配的用电调控指标。对电解铝、铁合金、钢铁、电石、烧碱、水泥、黄磷、锌冶炼等高耗电行业执行差别电价政策，实行峰谷电价、阶梯电价引导用户错峰用电，合理用电。

绿色照明是具有高效节能环保和安全舒适等特点的照明系统。绿色照明可以通过科学的照明设计，采用高效的节电照明产品，运用合理的照明控制方法实现。高效节能环保是指消耗较少的电能获得足够的照明，减少电力生产过程中污染物的排放；安全舒适是指光照清晰、柔和及不产生光污染（过量的光辐射对人类生活和生产环境造成不良影响的现象）。1991年美国环保署首先提出“绿色照明工程”的概念和实施方法，很快得到联合国和许多国家的支持和响应。“绿色照明工程”鼓励企业使用高效照明技术，在保持甚至改善照明质量的前提下，大幅度减少能量消耗。中国于1996年正式制定和发布《中国绿色照明工程实施方案》，主要目标是：推广应用高效照明产品；推进照明节能；通过节电，减少温室气体排放，提高高效照明产品的质量和水平；提高公众环保节能意识。

参考书目

刘利军．节电技术及其工程应用．北京：中国电力出版社，2011.

姚志松，吴军．工业企业实用节电技术．北京：中国电力出版社，2010.

jieneng

节能 (energy conservation) 在满足同等需要或达到相同目的的条件下，采取技术上可行、经济上合理、环境和社会可以承受的措施，提高能源利用效率，减少能源消耗的行为，又称节约能源。节能的任务就是提高能源的利用效率。

节能有狭义和广义之分。狭义的节能就是降低有形能源消耗，即传统意义上的节能，包括技术节能、工艺节能、结构节能和管理节能等。提高用能设备的能源利用效率，直接减少能耗的方法称为技术节能；采用新工艺或新流程以降低某产品的有效能耗的方法称为工艺节能；调整工业结构和产品结构，发展能耗少的产业与产品，以降低能源消耗的方法称为结构节能；通过科学的组织管理，提高产品质量，减少能源与材料消耗的方法称为管理节能。广义的节能是包含狭义的节能在内的节约任何一种人力、物力、财力、运力、自然力和时间以及提高经济效益所达到的节能。

节能是技术性、经济性很强的任务，又是跨越时间、跨越地区、跨越部门和行业的综合性工作，涉及节能潜力诊断、节能目标规划、节能对策提出、节能技术实施、节能政策与法律法规制定、节能效果评价等一系列环节。

节能潜力是节能的可能性，有实际潜力与理论潜力之分。实际节能潜力取决于时间、地点、条件，而且是发展变化的，主要制约因素包括：①技术上可行；②经济上合理；③措施上可为环境和社会所接受。理论节能潜力是在给定条件下的最大节能限度，不论投入多少资金、采取怎样的技术措施，要想超过这个限度都是不可能的。

节能效果用节能指标评价，电力工业节能包括发电节能、输配电节能和用电节能，电力工业的节能效果由电力能耗指标反映。

参考书目

黄素逸，王晓墨．节能概论．武汉：华中科技大学出版社，2008.

杨志荣．节能与能效管理．北京：中国电力出版社，2009.

jieneng chanpin renzheng

节能产品认证 (certification of energy-saving products) 依据相关的节能产品认证标准和技术要求，按照产品质量认证规定与程序，经节能产品认证机构确认并通过颁布认

证证书和节能标识，证明某一产品符合相应标准和节能要求的活动。



图 1 “能源之星”标识

1992 年，美国环境保护署启动了节能产品“能源之星”（标识见图 1）计划。“能源之星”对家用和商用产品、新建房屋以及其他建筑物提出了能效技术要求。“能源之星”产品的认证主要包括工业实验程序；第三方实验室的验证；合格产品信息表（由生产商提供）。

欧盟根据第 92/77/EEC 号能源标签指令对能源产品标签进行监管，主要涉及冰箱、洗衣机、洗碗碟机、烘炉、热水器、电热储水器、照明电源以及冷气机。欧盟全部成员国必须强制性执行相关规定。此外，用作出售、出租或分期付款出售的家用电器必须提供能源消耗、噪声以及音量等资料。2009 年欧洲委员会表决通过新议案，建议扩大能源标签指令的监管范围，由家用电器扩展至所有能源相关产品。

韩国的能效和标识工作开始于 1992 年，用于鼓励提高生产效率，引导生产商坚持生产节能产品。能效标准分为最低能源性能标准和目标能源性标准，前者用于阻止高能耗产品的生产和销售，后者用于帮助生产商达到更高的效率。

在中国，由国家质量监督检验检疫总局统一管理节能产品认证工作。由国家认证认可监督管理委员会负责组织节能产品认证的具体实施、监督和综合协调工作。

节能标识表明产品已经通过了节能认证，达到了规定的标准要求。节能标识标明了能源效率等级等性能指标，反映出不同类型或品牌产品的能效水平。

中国的能源效率等级分为 1、2、3、4、5 五个等级。1 级，产品的能源效率达到国际先进水平，能耗最低；2 级，比较节能；3 级，产品的能源效率为中国市场的平均水平；4 级，产品的能源效率低于市场平均水平；5 级，市场准入指标，能源效率低于该等级的产品不允许生产和销售。中国能效标识见图 2。

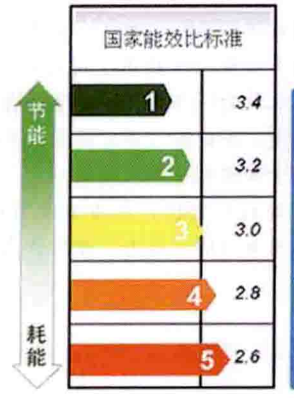




图 2 中国能效标识

取得节能产品认证资格的企业，将获得节能产品认证证书，并允许在获准认证的产品上粘贴节能标识。消费者可以依据产品或其包装上的节能标识识别和选择高效节能型产品。消费者使用能源效率等级高的节能型产品，能够在维持或提高生活水平的前提下，减少能量消耗，节约家庭支出，保护环境。

jieneng fadian diaodu

节能发电调度 (energy-saving power generation dispatch) 在保障电力可靠供应的前提下，优先调用可再生发电资源，按照机组能耗和污染物排放水平由低到高排序，依次调用化石类发电资源，最大限度地减少能源、资源消耗和污染物排放的发电机组调度方式。2007 年 8 月，中国国家发展和改革委员会、国家环境保护总局、国家电力监管委员会和国家能源办联合制定节能发电调度办法并在中国部分省份进行试点。

节能发电调度中各类发电机组的排序原则：①无调节能力的风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组（见风能资源、太阳能资源、海洋能资源、水能资源）；②有调节能力的水能、生物质能、地热能等可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组（见水能资源、生物质能资源、地热资源）；③核能发电机组；④按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组，余热、余气、余压、煤矸石、洗中煤、煤层气等资源综合利用发电机组；⑤天然气、煤气化发电机组；⑥其他燃煤发电机组，包括未带热负荷的热电联产机组；⑦燃油发电机组。同类型火力发电机组按照能耗水平由低到高排序，节能优先；能耗水平相同时，按照污染物排放水平由低到高排序。机组运行能耗水平近期暂依照设备制造厂商提供的机组能耗参数排序，逐步过渡到按照实测数值排序，对因环保和节水设施运行引起的煤耗实测数值增加要做适当调整。污染物排放水平以省级环保部门最新测定的数值为准。

jieneng guanli

节能管理 (energy-saving management) 通过管理手段，减少从能源生产到消费过程中的损失和浪费，更加有效、合理地利用能源的行为。中国节能管理的内容包括建立节能管理机构，制定节能政策与法律法规、财政和税收政策、激励机制，制定设备能效标准和能效标识，进行能效认证，推行合同能源管理和电力需求侧管理等。

《中华人民共和国节约能源法》以法律形式对节能管理进行规定，包括：国务院和县级以上地方各级人民政府节能管理职责；有关节能的国家标准、行业标准，强制性的用能产品、设备能源效率标准和高耗能产品的单位产品能耗限额标准的归口编制部门；固定资产投资项目节能评估和审查制度；能源统计；节能服务机构的发展；行业节能规划、节能标准的制定和实施，节能技术推广，能源消费统计，节能宣传培训和信息咨询等。

火力发电节能管理主要包括管理机构设置及相应职责的制定、运行管理、检修更新改造管理、燃料管理、计量管理、水务管理、节能档案管理、节能奖励与考核等。电网节能管理是通过采取有效的激励措施，引导电力用户改变用电方式，提高终端用电效率，优化资源配置，改善和保护环境，实现最小成本电力服务所进行的用电管理活动，主要有优化电网运行方式、采用高效节电技术和产品，优化用电方式，推广应用移峰填谷，实现有序用电、有序限电，用价格杠杆引导客户合理配置用电容量和科学合理使用电力等。

参考书目

杨申仲，杨炜，姜勇，等．企业节能减排管理．北京：机

械工业出版社，2011.
尹洪超．企业能源审计与节能技术．大连：大连理工大学出版社，2006.

jieneng jishu gaizao

节能技术改造 (energy-saving technical renovation) 以节约能源为目的，在保证电力设备及系统安全生产的前提下，采用先进、适用的技术，对现有设施和工艺进行改进的方法与措施。主要包括发电机组和设备节能技术改造、余热利用系统技术改造、电机系统节能技术改造、输配电设备和系统节能改造等。

发电机组和设备节能技术改造　提高机组和设备的效率和出力，挖掘现有设备的节能潜力，主要包括：发电机组通流改造；老旧锅炉更新改造；集中供热改造，如以大锅炉替代小锅炉、以高效节能锅炉替代低效锅炉、供热管网改造；等离子无油点火、气化小油枪以及利用洁净煤替代燃油发电技术改造；采用高效节能水动风机（水轮机）冷却塔技术、循环水系统优化技术等对冷却塔循环水系统进行节能改造等；水电站机组提效、增容扩机改造以及大坝补强加固改造等。

余热利用系统节能技术改造　主要包括锅炉烟气余热利用与锅炉尾部受热面改造和有机朗肯循环发电改造等。朗肯循环是一种将热能转化为功的热力学循环，可以用来制热或制冷。

电机系统节能技术改造　主要包括：采用高效节能电机；对电机系统实施变频调速、永磁调速、无功补偿等节能改造；采用高新技术改造拖动装置，优化电机系统的运行和控制等。

输配电设备和系统节能改造　主要包括：对输变电设备进行升压、增容、降耗改造；提高电网调度、通信、控制自动化等设施（系统）的技术水平等。

参考书目

袁德．现代电站锅炉技术及其改造．北京：中国电力出版社，2006.
张延峰．汽轮机改造技术．北京：中国电力出版社，2006.
刘家钰．电站风机改造与可靠性分析．北京：中国电力出版社，2002.
张文钢，黄刘琦．水泵节能技术．上海：上海交通大学出版社，2010.

jieneng jishu jiandu

节能技术监督 (energy-saving technology supervision) 根据相关节能法律法规及标准要求，采用技术手段或管理措施，对电力企业在规划、设计、制造、建设、运行、检修和技术改造中有关能耗的重要性能参数与指标进行监督、检查、评价及调整的活动。电力节能技术监督主要包括电网企业和发电企业的节能技术监督。

电网企业节能技术监督　主要是对线路及变电设备电量损耗的监督，从规划设计和电网运行方面提出相应改进措施。

火力发电企业节能技术监督　主要是对发电设备及辅助系统的效率、能耗进行监督，包括对规划、设计和基建、生产运行、能源计量、节能技术措施、节能技术检测、节能技术资料等方面提出相应改进措施。

jieneng jishu zhengce

节能技术政策 (energy-saving technology policy) 旨在促进通过技术进步提高能效和鼓励节能技术推广应用的一系列由政府制定的鼓励性、引导性措施。节能技术政策用于引导节能技术研究、产业发展和节能项目投资的重点技术方向，促进节能技术的推广应用，限制和淘汰落后的高耗能技术、工艺和设备，为编制节能规划提供技术支持。

许多国家都通过制定并不断完善节能技术政策，达到推动节能技术进步、实现节能降耗目标的目的。中国的节能技术政策包括节能技术政策大纲、节能技术推广目录和节能产品推广目录。

节能技术政策大纲　阐明节能技术选择原则、发展方向和鼓励政策等内容的规范性文件。根据节能技术的成熟程度、成本和节能潜力，采用研究、开发、发展、推广、限制、淘汰、禁止等措施加以规范。

节能技术推广目录　对具备一定条件的节能技术通过推荐、评选等环节收集汇编而成的引导性文件。节能技术推广目录一般由各级政府部门和行业组织等组织遴选，选择先进适用、节能潜力大、应用范围广的节能技术，引导用能单位采用先进的节能新工艺、新技术和新设备，提高能源利用效率。

节能产品推广目录　对具备一定条件的高效节能产品通过推荐、评选等环节收集汇编而成的引导性文件。节能产品推广目录一般由各级政府部门、行业组织等组织遴选，选择量大面广、用能量大、节能潜力明显的高效节能产品汇编而成。

高效节能产品　满足使用功能和质量要求的前提下，依据产品相关的能源效率国家标准确定的能源效率较高的用能产品。

jieneng jiance

节能监测 (energy-saving monitoring) 依据国家有关节能的法规标准和相关规定，对用能单位的能源利用状况进行测试和评价的活动。节能监测分为综合节能监测和单项节能监测。节能监测的内容包括用能设备的技术性能和运行状况，能源转换、输配与利用系统的配置和运行效率，用能工艺和操作技术，企业能源管理技术状况，能源利用的效果，供能质量与用能品质。

综合节能监测是对用能单位整体的能源利用状况进行的节能监测，对重点用能单位应定期进行综合节能监测；单项节能监测是对用能单位部分项目的能源利用状况进行的节能监测，对用能单位的重点用能设备应进行单项节能监测。

能源利用状况指用能单位在能源转换、输配和利用系统的设备及网络配置上的合理性与实际运行状况，工艺及设备技术性能的先进性及实际运行操作技术水平，能源购销、分配、使用管理的科学性等方面反映的实际能耗状况及用能水平。

节能监测由监测机构进行或由用能单位在监测机构的监督、指导下进行自检，经监测机构检验符合监测要求后予以确认；节能监测应在生产正常、设备运行工况稳定的条件下进行，测试工作要与生产过程相适应；节能监测工作完成后，监测机构应在一段时间内做出监测结果评价结论，写出

监测报告提交有关节能主管部门和被监测单位。

jieneng kaohe pingjia zhidu

节能考核评价制度 (assessing system for energy conservation) 由《中华人民共和国节约能源法》确立的，将节能目标完成情况作为对地方人民政府及其负责人考核评价的内容，并按一定周期进行考核评价的规定。国务院颁布的《“十二五”节能减排综合性工作方案》中明确提出严格考核问责。加强目标责任评价考核，把地区目标考核与行业目标评价相结合，落实5年目标与完成年度目标相结合，年度目标考核与进度跟踪相结合。（见节约能源法）



在建立健全节能统计、监测和考核体系的基础上，各级政府每年组织开展节能减排目标责任评价考核，考核结果向社会公告。节能减排目标完成情况和政策措施落实情况作为领导班子和领导干部综合考核评价的重要内容，纳入政府绩效和国有企业业绩管理，实行问责制和“一票否决”制，并对成绩突出的地区、单位和个人给予表彰奖励。

jieneng mubiao zerenzhi

节能目标责任制 (responsibility system for energy conservation goals) 由《中华人民共和国节约能源法》确立的，将节能目标进行合理分解，落实并明确责任的一项措施。对重点用能单位的节能监督管理是节能减排目标责任评价考核的一项重要内容。(见节约能源法规)

省、自治区、直辖市人民政府每年向国务院报告节能目标履行情况。用能单位应当建立节能目标责任制。公共机构应当制定年度节能目标和实施方案。重点用能单位应当每年向管理节能工作的部门报送上年度的能源利用状况报告，其中包括节能目标完成情况。

《中华人民共和国节约能源法》中规定年综合能源消费总量10 000t标准煤以上的用能单位，以及国务院有关部门或者省、自治区、直辖市人民政府管理节能工作的部门指定的年综合能源消费总量5000t标准煤以上不满10 000t标准煤的用能单位为重点用能单位。重点用能单位节能管理办法由国务院管理节能工作的3个部门会同国务院有关部门制定。

jieneng zhenduan

节能诊断 (energy-saving diagnosis) 对用能单位或设备的能耗状况进行调查、测试和计算分析，查明用能不合理的环节和原因，并提出改进对策方法的过程。节能诊断的目的是分析企业、产品的用能水平，确定主要用能设备和工艺装置效率指标、企业能源利用率、能量利用率等，找出能量损失的原因、潜力，明确节能途径，为节能规划和节能改造提供依据和技改方案。

节能诊断基于企业能量平衡进行，以企业（或企业内部的独立用能单元）为对象，对能量输入与能量输出在数量平衡关系上进行研究，也包括对企业在能源购入、存储、加工、转换、输送、分配、终端使用和回收利用等各能源流的数量关系进行考察，定量分析企业的用能情况。

火力发电节能诊断是对火力发电厂能耗状况进行的分析与评价，是火力发电节能降耗的主要任务，多采用热力试验和理论分析相结合的方法。主要试验有全厂热量平衡测试、全厂电平衡测试和全厂水平衡测试、锅炉热效率测试、汽轮机热耗率测试、厂用电率测试、主要辅机性能测试。节能诊断理论分析主要基于热力学第一定律和第二定律（见能量），耗差分析是现代火力发电厂节能诊断的主要方法。

见火力发电节能运行。

jieneng zhibiao

节能指标 (energy-saving index) 反映能源消耗和能源节约水平的总体数量特征。包括节能量和节能率。

节能量　满足同等需要或达到相同目的条件下，使能源消费减少的数量，包括单位产值综合能源消费量、单位产品产量综合能源消费量和单位产品产量单项能源消费量。综合能源消费量是指一定时期内实际消费的各种能源，消除重复计算因素后，分别折算为同一标准能源单位的总和。计算节能量采用的各种能源消费量，不包括余热、余气、煤渣等的回收利用以及煤矸石等的综合利用。

常用的单位产值能耗指标是单位国内（地区）生产总值能耗（energy consumption per unit of GDP），简称单位GDP能耗，是指一定时期内一个国家（地区）每生产一个单位的国内（地区）生产总值所消耗的能源。按照GDP能耗的分类节能量可分为全社会节能量、工业节能量和企业节能量。全社会节能量是指全国或地区一定时期节能总量，从宏观上综合反映能源合理利用的效益状况，是检查一个国家（地区）节能计划完成情况的依据；工业节能量是指一个国家（地区）的工业在一定时期实际节约的能源数量，从宏观上综合反映了工业各行业在能源消费过程中的经济效益状况；企业节能量是企业统计报告期内实际能源消耗量与按比较基准计算的能源消耗量之差。

节能率　统计期的节能量与相应的基期可比能源消费量的比率，即统计期的单位产品产量（或产值）能耗比基期的单位产品产量（或产值）能耗降低率。节能率是反映能源节约程度的综合指标，是衡量节能效果的重要标志。节能率按统计期划分，可分为当年节能率和累计节能率。研究一个时期内能源平均节约程度时，可用年平均节能率。

参考书目

亚洲开发银行．节能评价指标体系的设计与应用．北京：海洋出版社，2011.

jieneng ziyuan xieyi

节能自愿协议 (voluntary agreement of energy conservation) 用能单位或行业组织在自愿的基础上，为提高能源效率而与政府达成的议项。节能自愿协议是国际上应用最多的一种非强制性节能措施，可以有效地弥补行政手段的不足。一些发达国家，如美国、加拿大、英国、德国、

法国、日本、澳大利亚、荷兰、挪威等都采用节能自愿协议来激励企业自觉节能。协议内容在不同国家甚至同一国家的不同情况下也会有所不同，主要包含整个工业部门或单个企业承诺在一定时间内达到某一节能目标和政府给予工业部门或单个企业激励两个方面。

节能自愿协议的要素包括：协议甲方，节能自愿协议中的政府机构，可以是国家或地方节能主管部门；协议乙方，自愿执行节能自愿协议的用能单位或行业组织；节能目标，在自愿协议实施期间，由协议双方商定的节能效果的量化值；节能计划，在自愿协议实施期间，乙方为提高能效所制定的具体实施方案，包括实现协议期目标将要采取的措施及时间表；节能计划既是节能自愿协议活动方案，也是协议效果评估的依据；核查和验证，通过测量、计算、分析等方式确定项目能效基准及节能量，核查节能目标达成情况的过程；核查和验证方案，协议双方商定的，在节能自愿协议实施过程中，进行核查和验证的工作方案与内容。

参考书目

秦颖．新的环境管理政策工具——自愿协议（VAs）的理论、实践与发展趋势．北京：经济科学出版社，2011.

jieshui

节水 （water conservation） 采用技术上可行、经济上合理的方法，提高水资源利用效率，减少水资源消耗和损耗的行为。为合理开发、利用、节约和保护水资源，需要制定相关的节水法律法规、节水标准、节水指标、节水方法和措施，采用节水技术。电力工业生产过程中需消耗大量的工业用水，节水工作十分必要，特别是对于火力发电厂。火力发电厂节水工作的主要任务是制定和实施一系列有效的技术措施，使有限的水资源发挥其最大的综合经济效益和社会效益。火力发电厂节水重点是开发应用节水新技术，加强水务管理，重点关注冷却系统、除灰除渣和烟气净化系统用水方式，减少锅炉补充水量消耗，提高各系统排水的重复利用率等。

见火力发电用水指标、火力发电节水技术。

参考书目

常明旺，赵海生，杜世勋，等．工业用水与节水管理技术．北京：中国石化出版社，2011.

jieshui biaozhun

节水标准 （water-saving standards） 用于管理和约束企业在供水、取水、水资源利用等过程中实现节水目的的一系列国家标准、行业标准。包括节约用水方面的基础、管理、方法、以节水为目的的节水技术和产品以及海水（苦咸水）淡化和利用等标准。



火力发电相关的节水标准主要有 GB/T 18916.1—2012《取水定额　第1部分：火力发电》、GB/T 7119—2006《节水型企业评价导则》、GB/T 12452—2008《企业水平衡测试通则》、GB/T 26925—2011《节水型企业　火力发电行业》、DL/T 606.5—2009《火力发电厂能量平衡导则　第5部分：水平衡试验》等。

jieshui falü fagui

节水法律法规 （laws and regulations for water conservation） 为合理开发、利用、节约和保护水资源，制定的一系列关于节水的法律、规章和规范。中国的节水法律法规主要包括《中华人民共和国水法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国清洁生产促进法》《中华人民共和国循环经济促进法》《取水许可和水资源费征收管理条例》等。



《中华人民共和国水法》 由第九届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议于2002年8月29日修订通过并公布，自2002年10月1日起施行。包括总则，水资源规划，水资源开发利用，水资源、水域和水工程的保护，水资源配置和节约使用，水事纠纷处理与执法监督检查，法律责任，附则8个部分；是为了合理开发、利用、节约和保护水资源，防治水害，实现水资源的可持续利用，适应国民经济和社会发展的需要而制定的法规；适用于在中华人民共和国领域内开发、利用、节约、保护、管理水资源，防治水害。

《中华人民共和国水污染防治法》 由第十届全国人民代表大会常务委员会第三十二次会议于2008年2月28日修订通过并公布，自2008年6月1日起施行。包括总则、水污染防治的标准和规划、水污染防治的监督管理、水污染防治措施、一般规定、工业水污染防治、城镇水污染防治、农业和农村水污染防治、船舶水污染防治、饮用水水源和其他特殊水体保护、水污染事故处置、法律责任、附则8个部分；是为了防治水污染，保护和改善环境，保障饮用水安全，促进经济社会全面协调可持续发展而制定的法规；适用于在中华人民共和国领域内的江河、湖泊、运河、渠道、水库等地表水体以及地下水体的污染防治。

《中华人民共和国清洁生产促进法》 由第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十五次会议于2012年2月29日修订通过并公布，自2012年7月1日起施行。包括总则、清洁生产的推行、清洁生产的实施、鼓励措施、法律责任、附则6个部分；是为了促进清洁生产，提高资源利用效率，减少和避免污染物的产生，保护和改善环境，保障人体健康，促进经济与社会可持续发展而制定的法规；适用于在中华人民共和国领域内，从事生产和服务活动的单位以及从事相关管理活动的部门依照本法规定，组织、实施清洁生产。

《中华人民共和国循环经济促进法》 由第十一届全国人民代表大会常务委员会第四次会议于2008年8月29日通过并公布，自2009年1月1日起施行。包括总则、基本管理制度、减量化、再利用和资源化、激励措施、法律责任、

附则7个部分；是为了促进循环经济发展，提高资源利用效率，保护和改善环境，实现可持续发展而制定的法规。

《取水许可和水资源费征收管理条例》 由国务院第123次常务会议于2006年1月24日通过并公布，自2006年4月15日起施行。包括准则、取水的申请和受理、取水许可的审查和决定、水资源费的征收和使用管理、监督管理、法律责任、附则7个部分。

参考书目

成红，陶蕾，顾向一．中国节水立法研究．北京：中国方正出版社，2010.

jieyou

节油 (oil conservation) 在使用石油的各个方面减少浪费、提高石油利用效率，以尽可能低的石油消耗，取得最大的国民经济效益的行为。从石油消费构成来看，中国节油的重点领域应是工业和交通部门，节油的基本途径是调整结构、加强管理和技术创新。工业部门节油的重点是对用于直接燃烧的原油、燃料油和其他油品的节约使用和合理利用。电力工业主要是减少火力发电燃油，包括燃煤电厂节油和燃油电厂节油，重点是燃煤电站锅炉节约起动点火用油和低负荷稳定燃烧助燃用油。火力发电节油的途径包括淘汰燃油机组，缩短燃煤机组起动时间，采用锅炉节油起动点火技术和锅炉稳定燃烧技术，提高机组的运行可靠性，加强燃料管理等。

燃煤电站锅炉节油起动点火技术包括等离子点火技术和微油点火技术。等离子点火是利用在强磁场控制下的直流接触引弧放电，将空气电离成等离子体，实现无油点火，成本较高。微油点火是通过油枪将油雾化后在特殊设计的燃烧室内高强度燃烧，产生不低于1800℃的高温火焰作为点火源；采用浓缩技术，分级引燃或直接引燃煤粉燃烧器内的风粉混合物，并送入炉膛中燃烧；实现用极少量的油点燃大量煤粉的目的，节油率在90%以上。此外，还可采用邻机蒸汽加热起动技术，用蒸汽代替燃油，实现节油效果。

采用成熟、可靠的新型燃烧器及其他稳燃技术（敷设卫燃带等），对锅炉燃烧器等部件进行改造，提高锅炉在低负荷下的稳燃能力，减少助燃用油。

提高机组运行可靠性，减少机组非计划停运和降出力次数，推行机组状态检修，以减少机组大、小修次数，节约机组起停用油。

加强燃料管理，采用混煤掺烧技术，提高锅炉对燃用煤种的适应性，可减少低负荷稳燃油耗。

jieyue nengyuan fagui

节约能源法规 (laws on energy conservation) 旨在推动节约能源，提高能源利用效率，保护和改善环境，促进经济社会全面协调可持续发展的法律。

自20世纪70年代以来，随着经济全球化的发展和能源需求的快速增长，节能立法越来越受到各国政府的重视。美国于1975年出台了《能源政策和节能法案》，1978年出台了《国家节能政策法案》《公用电力公司管理政策法案》，1987年出台了《国家家用电器节能法案》，2005年又出台了新的能源法案《国家能源政策法》。日本于1979年颁布实施了《节约能源法》，并分别于1998年和2003年两次进行了修订。此外，德国、加拿大、荷兰也都颁布实施了节能法。

中国于1997年11月1日由第八届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过《中华人民共和国节约能源法》（简称《节约能源法》），1998年1月1日起实施。2007年10月28日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议通过了修订后的《节约能源法》，于2008年4月1日起正式施行。

修订后的《节约能源法》明确了节约资源是中国的基本国策。国家实施节约与开发并举，把节约放在首位的能源发展战略；在规范工业节能的同时增加了建筑节能、交通运输节能、公共机构节能等内容；设立了节能目标责任制和节能考核评价制度，固定资产投资项目节能评估和审查制度，落后高耗能产品、设备和生产工艺淘汰制度，重点用能单位节能管理制度，能效标识管理制度，节能表彰奖励制度等一系列节能管理制度；对一些规定加以细化，并加大对违法行为的处罚力度，进一步增强法律的可操作性和约束力；进一步明确节能监管主体，理顺相关部门在节能监管中的职责；注重更好地运用市场机制和经济手段引导和推动节能。

jieyue zhandi

节约占地 (land conservation) 对电力工程的建（构）筑物给予科学合理布置，使电力工程的占地面积最小的措施。发电机组节约占地评价指标一般采用单位容量用地面积（单位为m^2/kW）。

电力项目节约占地主要依靠科技进步、优化设计等措施。科技进步主要是积极推广和应用新技术、新材料和新工艺，包括建设高参数、大容量发电机组，特高压交直流输变电项目等，降低电力设备单位容量的土地占用，提升电力工业建设用地的土地配置和利用效率。优化设计主要是强化厂区总平面布置，优化工艺系统方案，灵活布置生产辅助和附属设施，控制各建（构）筑物间的距离，尽可能采用综合管架，减少建（构）筑物至道路边缘或围墙的距离，提高场地利用率，从而提高厂区用地集约化水平，节约占地。

jindu jihua tiaozheng

进度计划调整 (schedule adjustment) 为保证进度始终满足计划要求而对计划检查发现的偏差采取的纠正措施。进度计划调整可通过改变工作逻辑关系或调整资源投入以调控作业持续时间实现。分进度超前、进度滞后两种情况。

在进度超前的情况下，为避免对后续作业的人、材、机等资源的安排和资金的使用产生不利影响，需对进度超前造成的影响进行综合分析，提出合理的进度调整方案。

在进度滞后的情况下，通过压缩某些作业的持续时间来满足工期目标的要求。进度滞后一般分为两种情况：①进度偏差小于总时差而大于自由时差，即作业的拖延不会影响总工期，但会影响后续作业的完工时间，一般通过调整该作业路径上的自由时差来满足目标工期的要求；②进度偏差大于总时差，即项目总时差为负值，通过压缩关键路径作业的持续时间达到目标工期要求。如果通过工期压缩后仍无法满足目标要求，应及时对工期目标进行调整，保证工期目

标的合理性。

见工程进度管理。

jindu jihua jiancha

进度计划检查 (schedule inspection) 在计划执行过程中，为保证实际进度符合工期目标要求而对计划执行情况进行定期检查的活动。进度计划检查分为进度信息收集、进度计划比较和进度计划分析三个步骤。

进度信息收集 在计划执行过程中，定期对工程进展过程中发生的各种信息、数据进行收集，按计划更新的要求进行加工、整理，形成能够与计划进度有可比性的数据。信息收集的内容主要包括：①关键工作的进度；②非关键工作的进度及时差利用情况；③资源状况，包括设计、设备、材料供应及人员和机械的投入情况；④资金投入、成本状况等其他影响计划执行的信息。

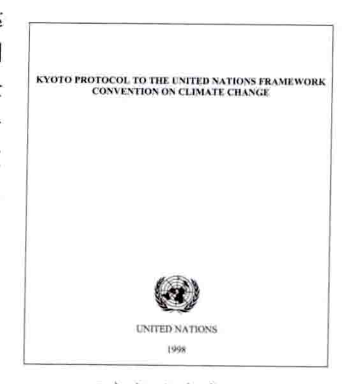
进度计划比较 在完成信息收集和加工的基础上，对工程进度与计划进行比较，找出实际进展与计划之间的差异，关键路径的变化和可利用时差的变化。计划比较主要采用前锋线法。实际进度前锋线是在原时标网络计划上，自上而下从计划检查时刻的时标点出发，用点画线依次将各项工作实际进度达到的前锋点连接而成的折线。通过实际进度前锋线与原进度计划中各工作箭线交点的位置判断实际进度与计划进度的偏差。在采用 P3、Project 等计划管理软件时，通过设置目标计划，设定进度计算的日期，由软件自动生成前锋线和比较横道图，实现进度计划的直观比较。

进度计划分析 在完成计划比较的基础上，对计划执行产生的偏差进行分析形成结论，作为计划调整的依据。计划分析以计划比较产生的偏差为基础，综合考虑资源变化、施工效率、成本及资金状况变化等对计划执行的影响，对滞后点延误产生的后果及后续各个因素影响导致的偏差及后果形成分析报告，为计划调整提供支持资料。在 P3 计划管理软件中，通过分配资源、费用等方式，由计算机自动生成项目的资源、费用曲线及项目的整体进度对比。

见工程进度管理。

Jingdu Yidingshu

《京都议定书》 (*Kyoto Protocol*) 1997 年在日本京都召开的《联合国气候变化框架公约》第三次缔约方大会上通过的，旨在限制发达国家温室气体排放量以抑制全球变暖的国际性公约，全称《联合国气候变化框架公约京都议定书》。《京都议定书》首次以国际性法规的形式限制温室气体排放。



《京都议定书》

《京都议定书》需由占 1990 年全球温室气体排放量 55%以上并且至少 55 个国家和地区批准之后，才能具有法律约束力。中国于 1998 年 5 月签署并于 2002 年 8 月核准了《京都议定书》。《京都议定书》于 2005 年 2 月生效，截至 2009 年 12 月，已有 184 个缔约方签署。美国政府 1997 年在《京都议定书》上签字，但后来参议院没有核准，成为最早退出《京都议定书》的国家。加拿大政府于 2011 年 12 月 12 日宣布退出《京都议定书》。

《京都议定书》中的温室气体减排目标规定了二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、六氟化硫 6 种温室气体，对 2008～2012 年第一承诺期《联合国气候变化框架公约》附件一国家的减排目标做出了具体规定，要求这些国家温室气体的人为二氧化碳当量排放总量不超过该议定书的量化限制和减排承诺，从而实现全部排放量比 1990 年水平至少减少 5%。其中，欧盟削减 8%，日本和加拿大各削减 6%，美国削减 7%。

减排温室气体的三个合作机制为国际排放贸易机制（ET）、联合履行机制（JI）和清洁发展机制（CDM）。

国际排放贸易机制（ET） 《联合国气候变化框架公约》附件一国家将其超额完成减排义务的指标以贸易的方式转让给另外一个未能完成减排义务的附件一国家，并同时从转让方的允许排放限额上扣减相应的转让额度的机制。

联合履行机制（JI） 《联合国气候变化框架公约》附件一国家之间通过项目级的合作所实现的减排单位（ERU），可以转让给另一发达国家缔约方，同时必须在转让方的分配数量（AAU）配额上扣减相应的额度的机制。

清洁发展机制（CDM） 《联合国气候变化框架公约》附件一缔约方国家通过提供资金和技术的方式与发展中国家开展项目级的合作，通过项目所实现的“经核证的减排量”（CER）用于附件一缔约方国家完成在议定书中的承诺的机制。

jingtai touzi

静态投资 (static project investment) 以某一基准年、月的建设要素的价格为依据所计算出的建设项目投资的瞬时值。火电工程、输变电工程、新能源项目静态投资包括建筑安装工程费、设备和工器具购置费、工程建设其他费用、基本预备费。水电工程静态投资包括枢纽工程费用、建设征地和移民安置补偿费用、独立费用、基本预备费。

建筑安装工程费 对构成项目的基础设施、工艺系统及附属系统进行施工、安装、调试，使之具备生产功能支出的费用。建筑安装工程费由直接费、间接费、利润和税金构成。直接费包括直接工程费和措施费。间接费包括规费和企业管理费。利润是指施工企业完成所承包工程获得的盈利。税金是指按照国家税法规定应计入建筑安装工程造价内的营业税、城市维护建设税及教育费附加等。

设备和工器具购置费 电力建设工程中，购置组成工艺流程的各种设备，并将设备运至施工现场指定位置所支出的购置及运杂费用，由设备原价和设备运杂费构成。

工程建设其他费用 为完成工程项目建设所必需的，但不属于建筑工程费、安装工程费、设备购置费的其他相关费用。主要包括建设场地征用及清理费、项目建设管理费、项目建设技术服务费、分系统调试及整套起动和试运行费、生产准备费、大件运输措施费、基本预备费。

基本预备费 因为设计变更（含施工过程中工程量增减、设备改型、材料代用）而增加的费用，一般自然灾害可能造成的损失和预防自然灾害所采取的临时措施费用，以及

为其他不确定因素可能造成的损失而预留的工程建设资金。

枢纽工程费用　由建筑及安装工程费和设备费构成。建筑及安装工程费包括直接费、间接费、利润和税金。设备费包括设备原价、运杂费、运输保险费、特大（重）件运输增加费、采购及保管费。

建设征地和移民安置补偿费用　包括补偿补助费和工程费。补偿补助费包括土地补偿费和安置补助费、划拨用地补偿费、征用土地补偿费、房屋及附属建筑物补偿费、青苗补偿费、林木补偿费、农副业及个人所有文化设施补偿费、搬迁补偿费、停产损失费和其他补偿补助费。工程费包括建筑安装工程费、设备费、其他费用。

独立费用　由项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费、其他税费构成。

见动态投资。

jungong juesuan

竣工决算　（final settlement of account）　在竣工验收阶段，建设单位编制的反映建设项目竣工实际造价和投资效果的文件。竣工决算包括从项目策划到竣工投产全过程的全部实际费用。建设项目竣工决算采用货币指标、实物数量、建设工期和各种技术经济指标综合，全面地反映建设项目全部建设成果和财务状况。所有竣工验收的项目应在办理手续之前完成，对所有建设项目的财产和物资进行认真清理，及时并正确地编报竣工决算，包括从筹建到竣工投产全过程的全部实际支出费用，即建筑工程费用、安装工程费用、设备工器具购置费用和其他费用等。竣工决算的内容包括竣工财务决算说明书、竣工财务决算报表、工程竣工图和工程造价对比分析等四个部分。其中竣工财务决算说明书和竣工财务决算报表又合称为竣工财务决算，是竣工决算的核心内容和主要组成部分。建设项目竣工决算是办理交付使用资产的依据，是竣工验收报告的重要组成部分。竣工决算也是分析和检查设计概算的执行情况，考核建设项目管理水平和投资效果的依据。

（1）建设单位与使用单位在办理交付资产的验收交接手续时，通过竣工决算反映交付使用的全部价值，包括固定资产、流动资产、无形资产和其他资产的价值。及时编制竣工决算可以正确核定固定资产价值并及时办理交付使用，准确考核和分析投资效果。

（2）竣工决算反映了竣工项目计划、实际的建设规模、建设工期以及设计和实际的生产能力，反映了概算总投资和实际的建设成本，同时还反映了所达到的主要技术经济指标。通过对这些指标计划数、概算数和实际数进行对比分析，可以全面掌握建设项目计划和概算的执行情况，考核建设项目投资效果，为制订建设项目计划、降低建设成本、提高投资效果提供必要的参考。

见工程造价管理、工程结算。

jungongtu sheji

竣工图设计　（as-built drawing design）　工程项目竣工后，以施工图为基础，依据设计、施工、监理、调试、建设单位审核签认的设计变更通知单、工程联系单、设计更改文件以及现场施工验收记录、调试记录等资料进行的工程竣工图的编制工作。竣工图应符合现场实际情况，作为工程建设档案，供生产运行单位进行维修、改造和扩建时使用。

竣工图设计的主要内容包括：①对于建设过程中发生修改的施工图重新绘制竣工图，并附上必要的简练修改说明。竣工图内容应与施工图设计、设计变更、施工验收记录、调试记录等相结合，真实反映工程竣工验收时的实际情况。②编制竣工图总说明及竣工图分册的编制说明。③按卷册编制竣工图图纸目录，在竣工图编制范围内的图纸，无论修改与否，均应在图纸目录中列出。④归档因设计图纸修改而引起的修改计算书。修改计算书应注明与原计算书的修改关系，与修改通知单一并归入原设计单位的内部档案。

见电力基本建设、电力基本建设程序、服务招投标。



kaizhan qianqi gongzuo qingshi

开展前期工作请示 (approval for working request in prior period) 在中国，建设单位为加快工程建设进度，确保工程取得预期效益，在项目未核准之前，向国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委）或国家能源局上报，请求批准开展前期工作的行为。开展前期工作请示包括工程建设必要性、工程建设时机、工程建设规模、开展前期工作的原因、必要的附图等内容。

路条就是国家发展改革委或国家能源局同意开展该工程前期工作的批文，一般形式为国家发展改革委或国家能源局下发的《关于同意××工程开展前期工作的批复》。建设单位获得路条后，即可委托具有相应资质的单位完成可行性研究报告、节能评估报告、环境影响评价报告、水资源论证报告、地质灾害论证报告和地震安全性评价报告等六个专题报告。具备路条时，国土、水利、环境等部门也会对项目给予必要的支持，可优先开展相关工作。

kance baogao

勘测报告 (investigation and surveying report) 依据勘测结果，经整理、统计、归纳、分析和评价而形成的勘测技术文件。勘测报告是工程勘测成果的具体体现，是工程设计和建设场地规划的依据。

编写勘测报告时，应根据工程勘测任务要求、勘测阶段工作深度要求、拟建工程特点和场地条件等具体情况分类编写。编制的工程勘测报告应真实准确、资料完整、数据无误、图表清晰、结论有据，并应结合工程建设需求突出重点，有明确的工程针对性。文字报告与图表部分应相互配合、相辅相成、前后呼应。

勘测报告应包含勘测目的、任务要求和勘测技术标准规定；拟建工程概况；勘测方法和勘测工作方案；场地地形、地貌、地层、地质构造和岩土性质描述，各项岩土性质指标，岩土的强度参数、变形参数、地基承载力的建议值；地下水的埋藏情况、类型、水位及其变化范围，土和水对工程材料的腐蚀性；可能影响工程建（构）筑物稳定性的不良地质作用描述和对工程危害程度的评价；场地稳定性和适宜性评价；岩土利用、整治和改造方案的简要分析与建议；工程施工和使用期间可能发生的岩土工程问题预测分析；历史重大地质变化事件调查报告；自然环境、气候条件、生态现状等调查报告；最后附上有关勘测分析的试验和实验结果图表。

kance dengji

勘测等级 (investigation and surveying grade) 根据工程项目的重要性、建设场地的复杂程度和地基的复杂程度对勘测进行的一种划分。在中国，工程勘测等级分为甲、乙、丙三个级别。对工程进行勘测时，若在工程项目的重要性、建设场地的复杂程度和地基的复杂程度等级中，有一项或多项为一级时，工程勘测等级须定为甲级。当工程项目的重要性、建设场地的复杂程度和地基的复杂程度等级均为三级时，工程勘测等级可定为丙级。工程勘测等级为甲级和丙级以外的勘测项目可定为乙级。

工程项目重要性等级　根据工程项目的建设规模和重要性以及地质问题给工程项目带来的影响程度，将工程项目的重要性等级划分为一级、二级和三级三个等级。当工程项目为重要工程，出现问题后果很严重时，该类项目属于一级项目；当工程项目为一般工程，出现问题后果严重时，该类项目属于二级项目；当工程项目为次要工程，出现问题后果不严重时，该类项目属于三级项目。

建设场地复杂程度等级　按规定划分为一级、二级和三级。一级场地包含建筑抗震危险地段、不良地质作用强烈发育地段、地质环境已经或可能受到强烈破坏地段、地形地貌复杂地段、有影响工程的多层地下水或岩溶裂隙水或其他水文地质条件复杂地段，又称复杂场地。二级场地包含对建筑抗震不利的地段、不良地质作用一般发育地段、地质环境已经或可能受到一般破坏地段、地形地貌较复杂地段、基础位于地下水位以下的地段，又称中等复杂场地。三级场地包含抗震设防烈度等于或小于6度或对建筑抗震有利地段、不良地质作用不发育地段、地质环境基本未受破坏地段、地形地貌简单地段、地下水对工程无影响地段，又称简单场地。

地基复杂程度等级　按规定划分为一级、二级和三级。一级地基包含岩土种类多且很不均匀的地基，土质变化大且需特殊处理的地基，严重湿陷、膨胀、盐渍、污染的特殊性岩土，需做专门处理的岩土地基，又称复杂地基。二级地基包含岩土种类较多的地基和土质变化较大的地基，除一级地基规定以外的特殊性岩土地基，又称中等复杂地基。三级地基包含岩土种类单一均匀的地基、土质变化不大的地基和无特殊性的岩土地基，又称简单地基。

kance leibie

勘测类别 (investigation and surveying sort) 根据程度要求对勘测结果进行的分类。电力工程建设从其初始研究、立项、设计到工程施工，对勘测结果有不同程度的要求，据此将勘测工作划分为不同的种类以指导勘测工作。勘测类别包括选址勘测、初步勘测和详细勘测三种。

选址勘测　主要用于大型电力工程的前期论证，其目的是从总体上判定拟建场地的工程地质、水文气象等条件能否满足工程建设要求。一般通过几个候选场址勘测结果的对比分析，确定工程建设条件较好的场址。该类勘测的主要工作内容包括：①搜集候选场址的地质、地形、地貌和附近地区的地质资料；②通过勘探和测试，初步了解候选场址的地质构造及其性质、不良地质作用及地下水等条件；③了解候选场址的自然环境、水文和气象条件、生态现状和历史事件等。在此基础上，对勘测结果进行综合分析并编写出相应的

勘测报告。

初步勘测　在选定的建设场址上为满足工程初步设计要求而进行的勘测。该类勘测依据已确定的建设项目类型、规模、建（构）筑物的技术条件，对已确定场址的工程地质、水文气象条件做出明确的评价，以满足确定总平面布置、主要建（构）筑物地基基础实施方案以及不良地质作用和地质灾害整治方案的要求。该类勘测工作的主要内容包括：①绘制建设场址的地形图并标出拟建工程的主要坐标和高程；②初步查明建设场址的地质构造、岩石和土的性质、地下水埋藏条件、土的冻结深度、不良地质作用的成因和分布范围及其对场地稳定性的影响程度和发展趋势；③对抗震设防烈度大于或等于 7 度的建设场址做出地震效应的初步评判。在此基础上，对勘测结果进行技术分析并编写出相应的勘测报告。

详细勘测　完成工程初步设计之后，为满足施工图设计和工程施工需求而进行的勘测。该类勘测可为工程设计与施工提供更为精确的地质勘测资料，勘测结果必须详细、准确、具体，以确保工程项目的安全建设与后期使用。该类勘测工作的主要内容包括：①查明建设工程场地范围内各层岩土的类别、结构、分布等工程特性，计算和评价地基的强度、变形和稳定性；②明确基础埋深和基础荷载传递范围，确定地基勘探的准确范围与深度；③明确地基对工程结构设计的要求；④查明不良地质作用的成因、类型、分布范围、发展趋势及危害程度并提出相应的处理方案或建议；⑤对抗震设防烈度大于或等于 7 度的场地，应分析预测地震效应，判定饱和砂土和粉土的地震液化可能性，评价液化等级；⑥查明地下水的埋藏条件，分析和评价地下水对工程建设的影响程度。在此基础上，对勘测结果进行技术分析并编写出相应的勘测报告。

kance sheji guanli xinxi xitong

勘测设计管理信息系统

（management information system for survey and design）　利用计算机技术、网络技术、通信技术和数据库技术对勘测设计计划、勘测、设计、科研、服务、标准化等过程中的有效信息进行采集、加工、输出及利用的计算机应用系统。该系统集计划经营、协同工作、项目管理、图档管理等功能为一体，可为工程勘测设计企业提供生产和管理一体化的集成解决方案。

功能模块　系统主要由辅助办公、计划经营管理、工程项目管理、设计过程管理、工程图档管理等功能模块组成。

（1）辅助办公模块。主要完成个人办公管理、办公事务管理、综合信息管理、办公资源管理、部门管理和系统管理等功能。

（2）计划经营管理模块。主要完成招投标管理、合同管理、客户管理、经费管理、查询与统计报表管理等功能。

（3）工程项目管理模块。以工程设计项目为核心，以设计进度控制为主线，主要完成项目进度管理、项目质量管理、项目人员管理、项目成本管理、项目产品管理等功能。

（4）设计过程管理模块。对设计策划开始至设计更改为止的全过程进行控制，主要包括设计策划、组织和技术接口、设计输入、设计输出、设计评审、设计校验、设计确认、出图管理和设计更改等功能。

（5）工程图档管理模块，提供了在网络中进行电子图档资料管理的功能，以便设计人员及管理人员能轻松地检索到自己已完成的所有项目图档，并参考有关图档资料，以提高设计效率、设计质量。

目的和作用　系统借助信息化手段，在有效整合勘测设计企业信息资源的基础上，通过为企业提供一种面向设计过程和管理的系统，为勘测设计人员提供方便快捷的检索浏览和应用环境，实现勘测设计企业信息共享和协同工作，从而降低产品成本，同时提高产品质量，缩短产品生命周期，提高生产效率，为管理层提供更快、更好的决策支持，最终增强企业的竞争力。

发展阶段　第一阶段（20 世纪 80 年代中期到 90 年代末），勘测设计完成了从手工计算、图板绘图到计算机程序计算和计算机辅助设计（CAD）绘图的变革。同时，工程概预算软件、财务软件在许多勘测设计企业的设计部门和财务部门得到普及应用。第二阶段（21 世纪初以来），随着网络技术、数据库技术在勘测设计行业的应用发展，勘测管理信息系统正逐步向网络化、集成化方向发展。借助基于网络数据库的集成化解决方案，克服了不同部门之间数据信息不能共享以及设计、管理、生产数据不能进行交流的"信息孤岛"问题，推动了勘测设计企业信息化建设进程。勘测设计管理信息系统已广泛应用于各行业的工程设计企业。

见规划计划管理信息系统。

kance sheji hangye guanli

勘测设计行业管理

（professional management of reconnaissance and design）　在中国，由国家有关部门和行业组织对工程勘测设计活动进行的协调、监督和服务工作。电力勘测设计行业管理包括勘测设计评优、勘测设计标准化管理（见勘测设计标准）、工程设计专有技术评审、工程设计责任保险联合投保（见工程设计责任保险）等。

国家建设行政主管部门对全国勘察设计行业实行综合管理。随着政府机构的变动，国家建设行政主管部门先后为国家计划委员会、国家建设委员会、国家经济委员会、住房与城乡建设部等。1978 年以前，综合管理着重在端正设计指导思想和贯彻方针政策方面，具体管理工作主要由国务院各主管部门分别负责。1978 年以后，设计行业的综合管理着重在设计体制改革方面的领导：指导设计单位由事业体制改为企业体制并进而建立现代企业制度；组织勘察设计资格认证，规范设计市场准入制度，制定勘察设计收费标准，建立市场价格体系，推动设计招标投标，建立统一、开放、竞争有序的设计市场；推行全面质量管理和质量保证体系认证，组织制定各项定额、标准，组织各类评优活动，促进设计质量的提高和科技的进步等。2002 年以后，随着政府机构精简，勘察设计综合管理逐步转向政策制定、市场准入、质量监管等宏观管理。

1998 年以前，电力工程勘测设计行业管理归属于国家电力行政主管部门，具体行业管理职能由电力规划设计总院承担。1999 年以后，随着电力体制改革的深入，电力工业部和国家电力公司相继撤销，电力规划设计总院改制为中国电力工程顾问集团公司，经原国家电力公司批准，电力规划设计总院将"协调、监督、服务"的电力勘测设计行业管理

职能移交给中国电力规划设计协会，中国电力规划设计协会在国家有关综合部门领导下，在中国电力企业联合会、中国勘察设计协会和中国工程咨询协会“归口指导，分级管理”体制下，承担电力勘测设计行业管理工作。开展政策调研和行业统计，为政府与社会服务；制定行业规约，为行业服务；根据会员要求，为电力勘测设计企业服务；发挥沟通政府与电力勘测设计单位、电力勘测设计单位与项目法人的桥梁作用。



kance sheji jishu biaozhun

勘测设计技术标准 (investigation and design technique standard) 对勘测设计工作中需要协调统一的概念和重复性事物所做的统一规定。勘测设计技术标准是从事电力工程勘测设计工作的重要依据，也是保证电力勘测设计质量和提高劳动生产率的重要手段，是贯彻勘测设计安全可靠、经济适用、符合国情的建设方针的重要保证。

分类 勘测设计标准属工程建设标准，包括管理标准、技术标准和标准设计。管理标准是对标准化工作中各专业需要协调统一的管理事项所做的统一规定；技术标准是对勘测设计中各专业有关技术要求所做的统一规定，包括基础标准和专业技术标准；标准设计是对大量工程设计和实践经过总结、研究、优选、提炼而编制的典型设计、通用设计和参考设计。

沿革 20世纪50年代初，中国尚未制定电力勘测设计标准，基本上是借用苏联有关的技术标准。50年代中期，在水电、火电勘测设计方面陆续颁发了各种规范、规程、导则和规定。到1966年，已形成了水电站、火电厂、电力系统、输变电工程勘测设计初步配套的标准。到80年代已形成了符合中国国情、基本配套的水电、火电勘测设计标准体系。进入21世纪后，各项工程勘测技术标准得到了不断的修订和完善。中国电力工程执行的设计标准是由建设部于2007年颁布的工程建设国家标准，即《工程建设标准体系(电力工程部分)》(建标〔2007〕204号)。该体系分为电力系统、火电工程、水电工程、输变电工程、核电工程和其他能源工程6个专业，全面反映了电力工程建设和勘察设计标准的现状与发展趋势，是电力行业一段时期内修订、完善相关标准的基本依据。到2012年底，中国已有电力工程勘测设计管理标准456项，其中，勘测技术标准52项，通用设计技术标准57项，工程设计标准347项。

kance sheji pingyou

勘测设计评优 (selection of excellent investigation and design) 中国对各类质量优异的工程项目勘测设计成品进行评选的活动。此项活动由国家建设行政主管部门在各行业、地方主管部门评选的基础上，择优评选金奖、银奖或铜奖。按类别分为优秀工程勘测、优秀工程设计、优秀工程建设标准设计及优秀计算机软件（简称“四优”）。

“四优”工程评选标准 各类工程的勘测、设计评优标准会有差异，但原则性标准大致相同。

优秀工程勘测评选标准 包括：①正确贯彻执行国家有关的方针、政策，符合有关标准、规程、规范和规定的要求；②达到国际、国内先进水平；③有显著的经济、社会效益，能达到环境保护的要求和标准；④成果能反映客观实际，论据充分，结论正确，资料齐全，整个勘测过程都经过严格的检查审核；⑤勘测方法和勘测手段选用得当，积极采用新技术，并能解决关键性技术问题；⑥工效能达到或超过定额标准，勘测周期短，提交成果及时；⑦勘测期间未发生过人身事故、工程质量事故和机具事故。

优秀工程设计评选标准 包括：①正确贯彻执行国家有关的方针、政策，符合有关标准、规程、规范和规定的要求；②基本资料完整、可靠、准确，设计参数、理论、公式选用正确，成果及论证充分可靠，各设计阶段的内容和深度符合规定要求；③因地制宜优选设计方案，安全适用，经济合理，便于施工和运行管理；④主要经济技术指标、经济效益、社会效益、环境保护等达到行业或国内先进水平；⑤积极采用先进技术、新工艺、新材料；⑥文字简练，语意明确，图面清晰无误，附件齐全，表达完整；⑦未发生过设计重大质量事故或其他重大事故。

优秀工程建设标准设计评选标准 包括：①正确贯彻执行国家有关的方针、政策，符合有关标准、规程、规范和规定的要求；②达到统一建设标准、控制工程造价、提高设计质量和缩短设计周期的要求；③满足安全可靠、经济适用、符合国情的原则，并便于实行标准化、系列化和通用化；④有明显的经济和社会效益；⑤技术经济指标达到国内同类项目的平均先进水平以上，对具体工程设计有很大指导或参考作用。

优秀计算机软件评选标准 包括：①软件具有创新性和先进性，符合国家及行业有关标准、规程和规范的要求，解决了国家或相关设计部门重大课题或填补了国内某领域的空白；②软件的应用范围广泛，在相关设计部门已推广使用；③软件规模较大，结构设计合理，开发方法先进，客户界面友好；④文档完备，编写规范，可读性强；⑤软件的应用能提高工程设计或管理工作效率，获得了明显的经济效益和社会效益。

电力工程“四优”项目评选 1998年以前，电力行业工程“四优”项目评选分别由电力规划设计总院（负责火电和输变电项目）和水电水利规划设计总院（负责水电项目）组织评选，由电力行政主管部门或国家电力公司发布。1999年开始，火电和输变电“四优”项目评选由中国电力规划设计协会组织。2003年国家电力公司撤销前，将电力行业“四优”项目评选组织工作分别委托中国电力规划设计协会（负责火电和输变电项目）和中国水电工程顾问集团公司（负责水电项目）。

见勘测设计行业管理。

kance sheji shencha yu pinggu

勘测设计审查与评估 (examination and assesment of reconnaissance and design) 对勘测设计单位提交的工程勘测设计文件，在贯彻国家基本建设的方针、产业政策，执行国家技术标准以及投资收益等方面进行的审视和评价。由政府主管部门、投资方、融资银行或项目法人委托有资质的单位或中介机构进行，以此来保证工程勘测设计的质量。

主要内容 审查与评估内容包括：①是否符合现行设计程序及内容深度的有关规定；②是否贯彻了国家基本建设的方针、政策和法令；③是否符合现行标准，技术上先进，经济上合理，有较好的还贷能力和经济效益；④估算或概算是否准确、可信。

电力工程勘测设计的审查与评估 包括初步可行性研究报告、可行性研究报告和初步设计的审查与评估。

初步可行性研究报告的审查与评估 应由具有管理权限的政府主管部门、经授权的电网企业或经国家主管部门认可的咨询机构组织审查，也可由上述单位联合组织审查。

经审查后的初步可行性研究报告是编制近期电力发展规划和各种专项规划以及确定投资方和编制可行性研究报告的基础。

可行性研究报告的审查与评估 由国家认可的咨询机构进行审查。在可行性研究报告审查并上报项目核准申请报告以后，必要时，国家主管部门可委托其认可的咨询机构进行专题评估或全面的评估。经审查后的可行性研究报告是上报项目核准申请报告的主要依据，同时也是编制电力系统设计方案，投资方、融资银行决策是否投资或贷款，电网企业与项目法人是否签订购电和上网的协议，以及编制初步设计的基础。（见项目核准制）

初步设计的审查与评估 由投资方或项目法人委托有资质的中介机构进行审查或评估。审查或评估的意见是政府主管部门或投资方批准初步设计、进行项目实施阶段各项工作的基础。

沿革 在中国，1978 年以前，根据工程投资渠道和国家有关规定确定审查单位，政府主管部门也可委托或授权有资格的单位代为审查。从 1978 年开始，随着经济体制改革和对外开放的不断深入，电力工业的投资和决策逐步多元化，企业投资项目改由投资方、融资银行或项目法人委托有资格的咨询公司等中介机构进行评估，作为决策的依据。审查与评估内容应满足各决策单位的要求。

进入 21 世纪后，按照政企分开的原则，初步可行性研究报告与可行性研究报告的审查与评估主要是政府行为，初步设计审查与评估主要是企业行为。按照政府主管部门分工，初步可行性研究报告与可行性研究报告属于咨询范畴，由国家投资主管部门分管；初步设计及以后的设计工作属于设计范畴，由国家建设主管部门分管；后评价作为投资闭环管理也属于咨询范畴，由国家投资主管部门及国务院国有资产监督管理委员会（作为出资人）管理。电力系统规划、大型火电、输变电工程的可行性研究报告和初步设计的审查主要由电力规划设计总院负责组织，大、中型水电工程的审查主要由水电水利规划设计总院负责组织，并邀请中央、地方政府有关主管部门，投资方、融资银行，以及有关勘测设计单位等参加，协调各方面的意见，做出决定。审查意见下发建设、设计单位执行；执行中如有重大修改，应报请原审批单位批准。

在国外，政府一般只审查工程的安全性和对环境的影响，不审查各个阶段的设计文件；投资方、融资方以及项目法人为了保证工程的经济效益，均十分重视项目的审查和评估工作，除了有预评估、正式评估以外，还有项目实施后的评估。在 2004 年投资体制改革以后，中国的做法已基本上与国际接轨。

kancha sheji shoufei

勘察设计收费 (charge of reconnaissance and design)

工程勘测设计单位为完成项目业主委托的勘察设计任务所收取的报酬。勘察设计收费体现勘测设计单位和人员的知识和劳动价值，主要由勘测设计人员的工时费加上所用仪器设备的折旧、更新费，技术开发费，管理费及税金，合理利润等费用组成。

欧美国家工程咨询设计费的收取曾按工程造价的一定比率计算，后以承担的勘察设计任务所需的各层次工程技术人员的工时数乘以工时单价计算。单价中包括勘测设计人员直接工时费和应摊入的各项费用。咨询设计费采用包干或不包干方式，由委托方与勘测设计单位协商确定。

收费项目 勘察设计费包括工程勘察收费和工程设计收费。

（1）工程勘察收费包含勘察单位收集已有资料、现场踏勘和制订勘察纲要而进行测绘、勘探、取样、试验、测试、检测、监测等勘察作业以及编制工程勘察文件和岩土工程设计文件，对业主外委勘察项目的技术归口及协调等不同的工作内容所需费用。

工程勘察收费实行分项报价，包括勘察作业准备费，即设施租赁费、临时用地租赁费、青苗赔偿费、障碍拆除费及相关政府管理部门收取的管理费用等。收费标准分为通用工程勘察收费标准和专业工程勘察收费标准。其中，通用工程勘察收费标准适用于工程测量、岩土工程勘察、岩土工程设计与检测监测、水文地质勘察、工程水文气象勘察、工程物探、室内试验等工程勘察的收费；专业工程勘察收费标准适用于水利水电、电力通信及其他专业工程的工程勘察收费。电力专业工程勘测的收费执行专业工程勘察收费标准。

（2）工程设计收费包含设计者编制工程项目初步设计文件、施工图设计文件、非标准设备设计文件、施工图概预算文件、竣工图绘制以及提供相应设计技术交底、解决施工中的设计技术问题、参加分部或整套设备设施试运行、进行性能考核和竣工验收等现场技术指导服务所收取的费用。

工程设计收费采取按照工程项目单项工程概算投资额分档定额计费方法计算收费。

沿革 在中国，1979 年以前，所有勘测设计单位属于事业单位，每年由国家拨给事业费，勘测设计任务作为国家计划由有关部门下达，不收取勘察设计费。1980 年，部分勘测设计单位开始实行收取勘察设计费。1984 年，为适应全面推行技术经济责任制的需要，国家计划委员会颁发了全国统一的《工程设计收费标准》，勘测设计单位统一收取勘察设计费。随着社会主义市场经济体制的建立，勘测设计单位的任务逐步由国家有关部门下达转变为通过投标在市场中获得，鉴于工程勘测设计的技术性



质及其对工程质量的重要作用，国家先后于1992年和2002年调整颁布了《工程勘察设计收费标准》，逐步提高了勘测设计费在工程建设造价中的比重，并明确规定：“建设工程总投资估算额500万元及以上的工程勘察和工程设计收费实行政府指导价”“浮动幅度为上下20%”。工程勘察设计费应当体现优质优价的原则，“凡在工程勘察设计中采用新技术、新工艺、新设备、新材料，有利于提高建设项目经济效益、环境效益和社会效益的，发包人和勘察人、设计人可以在上浮25%的幅度内协商确定收费额。”

kancha sheji zizhi

勘察设计资质 (reconnaissance & design qualification) 企业在中国从事工程勘察设计活动的资格证明。凡以独立法人机构的名义从事电力工程勘测和设计的单位，必须按规定向建设行政主管部门提交资质申请材料（见勘察设计资质申请），经审查确认其具有承担勘测设计任务的能力并颁发相应的资质证书，取得工程勘察或工程设计资质证书后，方可承接相应的电力工程勘察或工程设计以及技术咨询服务等工作。工程勘察、设计资质根据业务类别和复杂程度设定不同类别和等级（见勘察资质分类与等级、设计资质分类与等级）。

2004年以前，企业申请电力行业甲级和乙级工程勘察、设计证书，需经中国电力规划设计协会组织初审，国务院建设行政主管部门组织终审并批准；企业申请电力行业丙级工程勘察、设计证书，由各省（区、市）建设行政主管部门组织审查并批准。2004年《中华人民共和国行政许可法》实施以后，勘察设计资质成为政府行政许可事项，电力行业甲级和乙级工程勘察、设计资质由国家建设行政主管部门组织审查并许可；电力行业丙级工程勘察、设计资质由各省（区、市）建设行政主管部门组织审查并许可。2007年后，电力行业乙级工程勘察、设计资质也下放各省（区、市）建设行政主管部门组织审查、许可。

见电力勘测设计管理。

kancha sheji zizhi shenqing

勘察设计资质申请 (application for reconnaissance & design qualification) 拟从事勘测设计业务的企业向政府主管部门提交的资质许可申请。在中国，企业要开展电力工程勘测设计业务，必须按规定向建设行政主管部门提交资质申请材料，并取得相应的工程勘察、工程设计资质（见勘察设计资质）。

申请工程勘察甲级资质、工程设计甲级资质，应当向企业工商注册所在地的省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门提出申请。其中，国务院国有资产监督管理委员会（简称国资委）管理的企业应当向国务院建设主管部门提出申请；国资委管理的企业下属一层级的企业申请资质，应当由国资委管理的企业向国务院建设主管部门提出申请。申请工程勘察乙级及以下资质、劳务资质、工程设计乙级及以下资质，应当向企业工商注册所在地的省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门提出申请。

企业首次申请工程勘察设计证书需提供的资料包括：①工程勘察、工程设计资质申请表；②企业法人、合伙企业营业执照副本复印件；③企业章程或合伙人协议；④企业法定代表人、合伙人的身份证明；⑤企业负责人、技术负责人技术负责人的身份证明、任职文件、毕业证书、职称证书及相关资质标准要求提供的材料；⑥工程勘察、工程设计资质申请表中所列注册执业人员的身份证明、注册执业证书；⑦工程勘察、工程设计资质标准要求的非注册专业技术人员的职称证书、毕业证书、身份证明及个人业绩材料；⑧工程勘察、工程设计资质标准要求的注册执业人员、其他专业技术人员与原聘用单位解除聘用劳动合同的证明及新单位的聘用劳动合同；⑨固定工作场所证明和必备的仪器设备明细；⑩资质标准要求的其他有关材料。



企业申请资质升级应当提交材料包括：①前述①、②、⑤、⑥、⑦、⑨项所列资料；②工程勘察、工程设计资质标准要求的非注册专业技术人员与本单位签订的劳动合同及社保证明；③原工程勘察、工程设计资质证书副本复印件；④满足资质标准要求的企业工程业绩和个人工程业绩。

资质有效期届满，企业需要延续资质证书有效期的，应当在资质证书有效期届满60日前，向原资质许可机关提出资质延续申请。

企业向有关建设行政主管部门提交申请后，有关建设行政主管部门将根据《建设工程勘察设计管理条例》和《建设工程勘察设计资质管理规定》组织审查并颁发证书（见勘察设计资质审批）。

kancha sheji zizhi shenpi

勘察设计资质审批 (examination for reconnaissance & design qualification) 政府主管部门对企业开展勘测设计业务进行的资格审查与许可。在中国，根据《建设工程勘察设计管理条例》和《建设工程勘察设计资质管理规定》，工程勘察工程设计资质实行分级审批制度。

省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门收到企业提交的工程勘察甲级、工程设计甲级资质申请后（见勘察设计资质申请），自受理申请之日起20日内初审完毕，并将初审意见和申请材料报国务院建设主管部门。国务院建设主管部门自省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门受理申请材料之日起60日内组织并完成专家审查，公示审查意见，公示时间为10日。公示无异议后国务院建设主管部门向企业颁发工程勘察、工程设计资质证书。

省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门收到企业提交的工程勘察乙级及以下资质、劳务资质、工程设计乙级及以下资质申请后，自受理申请之日起60日内组织并完成专家审查，公示审查意见，公示时间为10日。公示无异议后省级建设主管部门向企业颁发工程勘察、工程设计资质证书。

kancha zizhi fenlei yu dengji

勘察资质分类与等级 (grade and sort of reconnaissance qualification) 国家对从事工程勘察活动单位的经营范围所划定的类别和确定的级别。在中国，国务院建设行政主管部门组织制定的《工程勘察资质标准》规定工程勘察资质分为工程勘察综合资质、工程勘察专业资质和工程勘察劳务资质三种类别。

工程勘察综合资质是指包括全部工程勘察专业资质的工程勘察资质；工程勘察专业资质包括岩土工程专业资质、水文地质勘察专业资质和工程测量专业资质，其中，岩土工程专业资质包括岩土工程勘察、岩土工程设计、岩土工程物探测试检测监测和岩土工程咨询等岩土工程（分项）专业资质；工程勘察劳务资质包括工程钻探、凿井和岩土工程治理。

工程勘察综合资质只设甲级；工程勘察专业资质设甲、乙两个级别。根据工程性质和实际需要，岩土工程咨询专业资质只设甲级，岩土工程勘察、水文地质勘察、工程测量专业资质设丙级；工程勘察劳务资质不分级别。

取得工程勘察综合资质的企业，承接工程勘察业务范围不受限制。取得工程勘察专业资质的企业，可以承接同级别相应专业的工程勘察业务。取得工程勘察劳务资质的企业，可以承接岩土工程治理、工程钻探、凿井工程勘察劳务工作。

见勘察设计资质。

keji baomi

科技保密 (confidentiality of science and technology) 依照法规及相关要求，确认国家科技机密的密级、保密期限和知悉范围，并确保其得到保守或保护而进行的组织和管理工作的总称，又称科学技术保密。国家科技秘密指在一定时间内只限一定范围人员知悉的科学技术成果和科学技术事项。科技保密管理是科技管理部门的重要职责，是科技成果管理的一个重要环节。

关系国家的安全和利益，一旦泄露会造成下列后果之一的科学技术，应当列入国家科学技术秘密范围：①削弱国家的防御和治安能力；②影响中国技术在国际上的先进程度；③失去中国技术的独有性；④影响中国技术的国际竞争力；⑤损害国家声誉、权益和对外关系。国家科技秘密分为绝密、机密、秘密三个密级。

国家科技秘密是国家秘密的重要组成部分。科技保密与科技发展、技术创新一样，都是维护国家安全和利益的需要。各国都重视科技保密。1978年以后，中国逐步形成科技保密法律、规章框架体系。1981年11月，国务院批转了国家科学技术委员会制定的《科学技术保密条例》；1988年9月，颁布《中华人民共和国保守国家秘密法》（2010年4月修订）；1989年12月，国家科学技术委员会和国家保密局制定《国家秘密技术出口审查暂行规定》；1998年10月，科学技术部、国家保密局、对外贸易经济合作部制定《国家秘密技术出口审查规定》（1989年12月制定的《国家秘密技术出口审查暂行规定》同时废止）；1993年7月颁布《中华人民共和国科学技术进步法》（2007年12月修订）；1995年1月，国家科学技术委员会、国家保密局制定了《科学技术保密规定》（经国务院批准，1981年颁布的《科学技术保密条例》同时废止）；2000年8月，科学技术部、国家保密局印发了《关于加强新形势下科技保密工作的若干意见》。



《中华人民共和国保守国家秘密法》第九条明确科学技术中的秘密事项应当确定为国家秘密。《中华人民共和国科学技术进步法》第二十八条规定国家实行科学技术保密制度，保护涉及国家安全和利益的科学技术秘密。《科学技术保密规定》第二条要求科学技术保密工作既要保障国家科学技术秘密的安全，又要促进科学技术的发展，有利于解放和发展生产力。相关法规对科技秘密的范围、密级的确定、保密期限、知悉范围和相应的管理与法律责任等做出了明确的规定。

科学技术部（简称科技部）管理中国科学技术保密工作。各省、自治区、直辖市的科技主管部门和中央国家机关各部门的科技主管机构，在科技部和本地区、本部门的保密工作部门的指导下，负责管理本地区、本部门或者本系统的科技保密工作。各级机关、单位、社会团体及个人开展的科技合作与交流活动，不得涉及国家科技秘密的主要有：①进行公开的科学技术讲学、进修、考察、合作研究等活动；②利用广播、电影、电视，以及公开发行的报刊、书籍、图文资料和声像制品进行宣传或者发表论文。各级机关、单位对于为科学技术保密工作做出贡献、成绩显著的集体和个人，应当给予奖励；对于违反国家保密法规的行为，应当给予批评教育；对于情节严重，给国家安全和利益造成损害的，应当依照有关法律、法规给予有关责任人员以行政处分，触犯刑律的，交由司法机关追究其刑事责任。

电力科技保密始终受到电力科技主管部门的重视。电力体制改革后，2003年8月，中国电机工程学会受委托承担电力行业科技保密的管理工作，组织电力行业科技保密项目的评价与推荐工作，参与国家科学技术保密办公室组织的电力科技秘密事项的确定和调整工作。

keji chaxin

科技查新 (novelty retrieval of science and technology) 根据委托人的要求，按照有关规范，围绕提请查新项目的科学技术要点，针对创新点进行文献检索和对比分析，查证其新颖性并给出相应结论的信息咨询服务。科技查新是中国科技成果管理工作的重要组成部分。

科技查新是文献检索和情报调研相结合的情报研究工作。它是以文献为基础，以文献检索和情报调研为手段，以公开文献、公知事实的检出结果为依据，通过综合分析，对查新项目的新颖性进行情报学鉴证（查证），给出有依据、有分析、有对比、有结论的查新报告的过程。科技查新有较严格的年限、范围和程序规定，有查全、查准的严格要求，并要求给出明确结论。查新结论具有客观性和鉴证性，但不是全面的成果评审结论，这是单纯的文献检索所不具备的，也有别于专家评审。科技查新工作服务的范围包括科技决策、科研立项、项目评价（验收、鉴定）、科技奖励、技术咨询等。

科技查新依照有关程序进行。委托人应与查新机构签订委托书，对被查项目的技术要点（所属技术领域、背景技术、要解决的技术问题及所采用的技术方案、主要技术特征、技术效果以及成果应用情况）做客观、扼要的阐述；提出需查证的创新点（与现有技术相比，体现成果新颖性与先进性的全部技术特征点，即查新点），明确查新范围（时间和地域限制）要求；查新机构应以委托人提供的技术文件内容为依据，制定检索策略，通过计算机检索和手工检索等手段查出国内外公开发表的与该项目相关的文献，再对查出的文献与被查证项目进行对比分析，最后对提请查新项目的新颖性做出判定并出具科技查新报告。查新报告不对创造性进行评价，只出具新颖性判断结论。查新结论应对查新点新颖性及其程度进行客观、公正、准确、简明的表述。有效的科技查新报告应有查新员和审核员的签字，并加盖查新机构的专用章。

中国的科技查新工作始于1985年，曾属于政府科技管理职能。国家科学技术委员会相继于1990、1994年和1997年分三批授权38家科技信息机构具有国家级科技查新资质，并于1993年3月印发了《科技查新咨询工作管理办法（试行)》。科学技术部（简称科技部）于2000年12月发布了《科技查新机构管理办法》。随着政府职能的转变，科技查新不再被列入科技部的行政许可。科技部于2003年10月在《科技部关于全面推进科技管理依法行政的意见》中明确，不再对国内科技查新机构的业务资质进行认证，对于应当交由市场中介组织管理监督的科技查新机构业务资质认定等项目，要扶持和组建行业协会，研究制定服务标准和规范。

电力科技查新工作始于20世纪80年代中期。1988年，能源部科技司发文，要求报奖科技成果应提供科技检索查新证明材料。电力工业部于1993年和1996年相继批准水利电力信息研究所和武汉水利电力大学信息中心为部级科技查新检索单位。1998年5月，国家电力公司科技教育局印发了《国家电力公司科技查新工作管理办法（试行)》。1999年1月21日，国家电力公司科技环保部审批了6家查新单位的国家电力公司二级科技查新资质。2003年8月，中国电机工程学会受委托承担了电力行业的科技查新管理工作，并于2004年4月印发了《中国电机工程学会电力科技查新管理规定》。2010年11月，中国电机工程学会印发了《中国电机工程学会电力科技查新机构资质管理办法（试行)》，启动了电力科技查新资质申请和确认工作，并分别于2010年12月和2012年12月分两批共确认了27家电力科技查新机构的电力科技查新资质（见表)。

电力科技查新机构

序号	名　称	序号	名　称
1	国网信息通信有限公司	15	河南省电力公司电力科学研究院
2	华北电力大学	16	武汉大学
3	华北电力科学研究院有限责任公司	17	湖北省电力公司电力科学研究院
4	中国电力科学研究院	18	三峡大学
5	内蒙古自治区电力科技信息中心	19	长沙理工大学
6	东北电力科技信息研究所	20	广东电网公司电力科学研究院
7	吉林省电力科学研究院有限公司	21	南方电网科学研究院有限责任公司
8	黑龙江省电力科学研究院	22	四川电力科学研究院
9	华东电力试验研究院有限公司	23	甘肃省电力公司电力科学研究院
10	国网电力科学研究院	24	青海省电力公司科技查新检索咨询中心
11	浙江省电力科技情报站	25	河北省电力公司电力科学研究院
12	安徽省电力科学研究院	26	国电科学技术研究院
13	福建省电力有限公司电力科学研究院	27	西安热工研究院有限公司
14	山东电力研究院		

keji chengguo dengji

科技成果登记 （registration of scientific and technological achievements） 科技成果完成单位将其科技成果相关信息，按照有关规定的要求和程序，向科技成果登记部门主动或自愿申报的活动。科技成果登记是中国科技成果管理的一项基础性工作和确认科技成果的方式之一，是科技奖励的重要基础性工作。它通过及时、准确、完整地统计科技成果，推动科技成果的交流与应用，避免重复研究，更好地为各级科学技术研究和科技管理决策服务，促进科学技术的发展与进步。

在科技成果登记中，各级、各类科技计划（含专项）产生的科技成果应当登记；非财政投入产生的科技成果自愿登记；涉及国家秘密的科技成果，按照国家科技保密的相关规定管理，不登记。科技成果完成人（含单位）可按直属或属地关系向相应的科技成果登记机构推荐科技成果的登记，不得重复登记；两个或两个以上完成人共同完成的科技成果，由第一完成人办理登记手续。科技成果登记应当同时满足的条件包括：①登记材料规范、完整。②已有的评价结论持肯定性意见。③不违背国家的法律、法规和政策。凡存在争议的科技成果，在争议未解决之前，不予登记；已经登记的科技成果，如发现弄虚作假，剽窃、篡改或以其他方式侵犯他人知识产权的，注销登记。

2000年12月，科学技术部印发了《科技成果登记办

法》，明确了科技成果登记的管理机构和科技成果登记需满足的条件、需提交材料的种类、登记手续、进行登记的成果公告及注销登记等相关规定。

电力行业始终重视科技成果登记工作。水利电力部于1987年9月印发《水利电力部科学技术研究成果管理办法》，能源部于1992年5月印发《能源部电力科学技术成果登记管理办法（试行）》，电力工业部于1993年11月印发《电力工业部科学技术成果登记管理办法（试行）》。2003年8月，中国电机工程学会受委托承担电力行业科技成果登记管理工作。2004年3月，中国电机工程学会印发了《中国电机工程学会电力科技成果登记管理规定》，明确了电力科技成果登记的范围、推荐条件、推荐渠道、推荐方式、应提交材料、审查与公示等方面的相关规定，其中还确认中国电机工程学会负责组织汇总科技成果登记的相关信息，并及时将新登记的科技成果信息补充进中国电力科技成果数据库，同时依照有关规定，适时向科学技术部科技成果登记机构申报登记。2004～2012年，中国电机工程学会共完成电力科技成果登记项目7577项。

keji chengguo guanli

科技成果管理 （management of scientific and technological achievements） 对科技成果进行认定、奖励、推广应用等工作的总称。它是科技管理工作的重要组成部分，通常包括科技评价（鉴定）、科技成果登记、科技奖励、科技查新、科技保密、知识产权保护和科技成果推广应用等环节，通过对科技成果的规范管理，推动科技成果的交流和向现实生产力的转化，促进科学技术的发展与进步。

科技成果具有的基本特征包括：①新颖性与先进性。如果没有新的创见、技术特点或与已有同类科技成果相比较为先进之处，不能作为新科技成果。②实用性与重复性。实用性包括符合科学规律、具有实施条件、满足社会需要。重复性是指可以被他人重复使用或验证。③具有独立、完整的内容和存在形式。包括新产品、新工艺、新材料及科技报告等。④需通过一定形式予以确认。通过专利审查、专家鉴定、检测、评估或者市场及其他形式的社会确认。顺应市场经济发展的知识产权成果是一种特殊形式的科技成果，知识产权保护是科技成果管理的特殊形式之一。

对于科技成果管理，中国国家科技主管部门制定了相关管理规定。1984年2月，国家科学技术委员会发布了《中华人民共和国国家科学技术委员会关于科学技术研究成果管理的规定》。为增强该规定的可操作性，国家有关主管部门相继制定了科技评价（鉴定）、科技成果登记、科技奖励、科技查新、科技保密、知识产权保护等相关管理规定，有效规范了科技成果管理。随着计划经济向市场经济的逐渐转变，特别是2004年7月1日《中华人民共和国行政许可法》施行以后，科技成果管理逐步弱化，知识产权保护日益加强。而原来具有管理职能性质的科技成果管理各环节也相应发生变化，除科技保密和知识产权保护仍具有管理职能性质、科技奖励属于科技行政许可外，其他环节都逐渐转变为常规管理，即利用市场竞争机制调节，或者通过行业组织与中介机构以社会自律形式实现管理。

电力行业的科技成果管理始终规范有序。1987年9月，水利电力部印发《水利电力部科学技术研究成果管理办法》，明确了对电力科技成果管理的有关规定。电力工业部、能源部、电力工业部时期，以及国家电力公司都曾制定科技评价（鉴定）、科技成果登记、科技奖励、科技查新、科技保密、知识产权保护的相关管理规定，有效地规范了电力科技成果管理。2002年电力体制改革后，中国电机工程学会受委托承担了电力行业科技成果管理的部分职责，包括：①协助完成电力科技保密工作，组织电力行业科技保密项目的评价与推荐工作；②承担电力行业科技成果登记管理工作，组织每年度电力科技成果登记及其上报工作；③依法备案设立并承办中国电力科学技术奖，组织每年度中国电力科学技术奖的评审；④承担电力行业科技查新管理工作（在科技查新不再纳入科技行政许可前受委托），包括对电力科技查新机构的资质认定和业务指导等。中国电机工程学会制定了相关科技成果管理办法，2003年3月印发《中国电力科学技术奖励办法（修订）》和《中国电力科学技术奖励办法实施细则（修订）》，于2005年4月修订为《中国电力科学技术奖励办法》（2011年6月再次修订）；2004年3月印发《中国电机工程学会电力科技成果登记管理规定》；2004年4月印发《中国电机工程学会电力科技查新管理规定》；2005年7月印发《中国电机工程学会科学技术成果评价管理办法》。这些管理办法进一步指导和规范了电力科技成果管理工作。

keji guanli

科技管理 （science and technology management） 运用管理科学理论及方法对科学技术活动进行组织和管理工作的总称。科技管理是按照科学技术自身的发展规律和特点，以先进的现代管理手段为基础，组织和运筹各项科学技术活动，整合优化人力、物力及财力资源，以期在时间和空间上合理、经济、有效地完成预定的科学技术研究和发展目标的管理活动。

内容 包括：①科技政策制定；②科技发展规划编制；③科技项目管理；④科技成果管理；⑤科学技术普及；⑥知识产权管理；⑦科研条件建设（包括科技基础设施及实验基地建设、科技文献信息的组织管理及应用、科研人才队伍的建设、科研服务模式创新和科研条件的质量监管等）等。通过制定各项国家或行业性的科技政策及法规，编制科技发展规划，以确定科学技术发展的指导方针、目标、重点任务和具体措施，进而依托科研条件建设，开展具体科技项目的立项实施，获得具有先进性和实用性的科技成果，并依据相关法律法规对科技成果及相关知识产权进行保护，同时推广应用科技成果和面向社会普及科学技术知识，增强公众的科技意识，提高公民的科学文化素质。

目的 鼓励创新，包括研究创新、技术创新和应用创新，即创造和应用新知识（包括新概念、新思想、新理论、新方法、新发现和新假设）和新技术（包括新工艺、新生产方式和经营管理模式），促进科技成果转化为现实生产力，从而推动企业发展和社会经济与财富的增长。科学技术的多样性和复杂性，决定了科技管理具有跨学科性和复杂性的特点。

沿革 19世纪末以来，现代科学技术逐渐兴起并获得

飞速发展，科学研究方式发生了很大变化，开始由个体研究向社会化的集体研究方式转变，参与研究的人员、经费、设备的数目大大增加，研究内容和成果也日益复杂，科技管理就是在这样的背景下发展并逐渐受到重视的。第二次世界大战后，许多国家都以国家的力量投入科技研究工作，制定国家的科技发展规划和具体科技项目，先进的科学技术也在企业中得到大量研究和应用，科技管理成为促进社会科技进步与创新的重要方式和手段。

中国政府非常重视科学技术的研究和发展，科技管理工作也随之得到开展。自1956年国务院科学规划委员会首次颁布《1956～1967年全国科学技术发展远景规划》后，国家科学技术委员会与科学技术部又分别于1963、1978、1992年和2006年颁布了《1963～1972年科学技术发展规划》《1978～1985年全国科学技术发展规划纲要（草案）》《国家中长期科学技术发展纲领》《国家中长期科学技术发展纲领2006～2020》等中长期科技发展规划，同时还编制了多部科技发展五年和十年计划、纲要和专题计划。根据中国国情需要，实施了国家科技攻关计划（1982年开始实施的第一个国家科技计划，也是20世纪中国最大的科技计划，主要目标为解决国民经济和社会发展中带有方向性、关键性和综合性的问题，涉及农业、电子信息、能源、交通、材料、资源勘探、环境保护及医疗卫生等领域，2006年改称为“国家科技支撑计划”）、“863计划”（1986年11月启动实施，旨在提高中国自主创新能力，以前沿技术研究发展为重点，统筹部署高技术的集成应用和产业化示范的高技术研究发展计划）、星火计划（中国政府于1986年批准实施的第一个依靠科学技术促进农村经济发展的计划）、火炬计划（中国政府于1988年批准实施的一项发展中国高新技术产业的指导性计划，主要目的为以市场为导向，促进高新技术成果商品化、高新技术商品产业化和高新技术产业国际化）、攀登计划（1991年开始实施的为了加强基础性研究而制定的一项国家基础性研究重大项目计划）、“973计划”（又称“国家重点基础研究发展计划”，1997年3月开始实施，重点研究领域包括农业、能源、信息、资源环境、人口与健康、材料等领域，以及涉及国民经济、社会发展和科技自身发展的重大科学问题，并开展多学科综合性研究）、国家软科学研究计划（2008年开始实施，以实现决策科学化、民主化为目标，综合运用自然科学、社会科学和工程技术多门类、多学科知识，为科技和经济社会发展的重大决策提供支撑）和国家科技基础条件平台建设（2004年开始实施，主要目的为充分运用信息、网络等现代技术，对科技基础条件资源进行战略重组和系统优化，以促进全社会科技资源的高效配置和综合利用，提高科技创新能力）等多个重大专项科技计划，为重大科技研究提供了重要的平台和支持。



中国星火计划成果博览会金奖标志

进入21世纪后，随着中国可持续发展战略的制定和节能减排工作的大力开展，在科技规划中大幅增加了能源，特别是电力和可再生能源科技研究的内容，指明了未来中长期电力科技发展的方向和重点。

1978年以后，中国的科技管理体系已经由原有的计划经济体系下高度集中管理模式，即强调政府制定政策、计划和组织实施的统一管理模式，逐步转变为政府制定并主导重大科技研究的规划、实施和管理，企业根据市场需求和实力主导自身科技项目的计划、立项、实施和管理，以市场化形式完成新技术和新成果的应用转化。科技管理的主体由单一的政府主管部门转变为包括政府、社会团体（行业学会、协会）、企业在内的多元化主体。政府科技管理主管部门的职能也不再以领导和监督为主，而是更多地转向指导、协调和服务。

中国电力科技管理经历了类似的进程，随着政企分开政策的逐步深入，尤其是2002年电力体制改革的实施，各电力科研院所脱离国家事业单位编制体制，整体转制为科技型企业，电力科技管理逐步由以国家部门主导为主转变为以市场主体主导为主。各电力企业按照现代企业制度的要求，进行了一系列内部体制机制改革，进一步提升了科技创新能力。在电力科技管理工作中，电力科技政策由政府主导制定。除国家重大电力科技项目外的电力科技项目主要由电力企业或行业学会、协会自行管理，电力科技成果管理和行业性科技奖励主要由中国电机工程学会承担，电力知识产权的保护是政府主管部门的职能，电力科学技术普及和科研条件建设工作则是政府、社会团体和电力企业的共同职责。

见科技项目管理。

keji guanli xinxi xitong

科技管理信息系统 （science and technology management information system） 应用现代信息技术，对科研项目计划、经费、成果、专利及知识产权、技术市场等环节的信息数据进行综合管理的计算机应用系统。该系统可实现科技管理工作的信息化、网络化、自动化，提高科研管理工作的效率，促进组织内部的资源共享。

功能模块 主要包括项目管理模块、成果管理模块、信息发布模块和系统维护模块。

项目管理模块 包括对项目计划、合同、经费等信息的管理和对项目的监督及鉴定验收等子功能。

成果管理模块 包括对成果资料、成果评奖和成果知识产权的管理等子功能等。

信息发布模块 主要功能是为科研人员提供相关资讯服务，并为科研人员进行技术交流提供方便。

系统维护模块 包括用户管理、代码维护、IP防火墙及历史记录等子功能。

目的和作用 通过应用科技管理信息系统，实现现代化办公和计算机网络技术的结合，并基于工作流的概念，实现项目申请—项目计划—项目管理—经费管理—项目验收—生成项目成果管理全流程的信息化、自动化办公，实现集成果管理、知识产权管理、日常工作管理等功能于一体，使得相关管理人员能准确、快速地对科技信息进行处理、整合和统计，动态跟踪和管理科技项目的申报、审查、立项、实施、验收、成果管理等全过程。此外，通过应用科技管理信息系统可以准确掌握已有项目信息，避免重复研究；有效管理科研成果，有利于加速成果转化；有助于组织内知识的积累和共享，从而为科研工作提供助力；将科技项目、成果信息与

项目研究人员密切关联，可以准确查询项目研究人员参与的科研项目及相关成果情况，为资源调配、职称评审、专家考核等提供参考。

见业务应用管理信息系统。

keji jiangli

科技奖励 (reward for science and technology)

对创造优秀科技成果的组织、个人进行表彰和给予精神、物质奖励的活动。它是对科技人员的创造能力、水平及其科技成果的创造性、先进性和适用性的一种社会肯定和承认，能够进一步激发广大科技人员的创造性，推动科学技术和社会的进步，是科技成果管理的重要组成部分。

世界上许多国家都十分重视科技奖励。美国、英国、德国、日本、瑞典、俄罗斯、印度、巴西等均制定了有利于本国科学技术发展的奖励政策和制度，设有多种形式的官方和民间奖励。一些国际机构（如联合国教育、科学及文化组织等）和学术团体也设有国际科学技术成就奖。

奖励科学技术进步是中国促进科技事业发展的一项重要政策。《中华人民共和国宪法》第二十条规定："国家发展自然科学和社会科学事业，普及科学和技术知识，奖励科学研究成果和技术发明创造"。1963 年 11 月，国务院发布《中华人民共和国发明奖励条例》，设立国家发明奖；1979 年 11 月，国务院发布《中华人民共和国自然科学奖励条例》，设立国家自然科学奖；1984 年 9 月，国务院发布《中华人民共和国科学技术进步奖励条例》，设立国家科学技术进步奖；1992 年 6 月，国家科学技术委员会（简称国家科委）发布《中华人民共和国国家科学技术委员会国际科技合作奖授予办法》，设立国际科技合作奖。1993 年 7 月，国家颁布《中华人民共和国科学技术进步法》（2007 年 12 月修订），第十五条规定：国家建立科学技术奖励制度，对在科学技术进步活动中做出重要贡献的组织和个人给予奖励。国家鼓励国内外的组织或者个人设立科学技术奖项，对科学技术进步给予奖励。1999 年，国务院对科技奖励制度进行了重大改革，发布实施了《国家科学技术奖励条例》，设立了国家最高科学技术奖、国家自然科学奖、国家技术发明奖、国家科学技术进步奖、中华人民共和国国际科学技术合作奖，减少了省、部级设立科学技术奖的数量，明确了社会力量设立面向社会的科学技术奖（简称社会力量设奖）的法律地位。同年，科学技术部（简称科技部）发布《国家科学技术奖励条例实施细则》。此后，2003 年，国务院对《国家科学技术奖励条例》进行了修订，2004 年和 2008 年科技部对《国家科学技术奖励条例实施细则》进行了修订。科技奖励体系日臻完善，独具中国特色的奖励体系正式确立。

国家最高科学技术奖　授予在当代科学技术前沿取得重大突破，或者在促进科学技术发展中有卓越建树，或在科学技术创新、科学技术成果转化和高新技术产业化中，创造了巨大经济效益或者社会效益的中国科学技术工作者。每年奖励人数不超过两名，获奖人选经国务院批准后，报请国家主席签署并颁发证书和奖金。国家最高科学技术奖的设立是1999 年科技奖励制度改革的一个重大举措，在中国科技界具有极高声望，备受全社会的关注和重视。

国家自然科学奖　授予在基础研究和应用基础研究中阐明自然现象、特征和规律，做出重大科学发现的中国公民。重大科学发现应当具备的条件包括：①前人尚未发现或者尚未阐明；②具有重大科学价值；③得到国内外自然科学界公认。国家自然科学奖设一、二等奖，2003 年 12 月《国家科学技术奖励条例》修订后又增设了特等奖，由国务院颁发证书和奖金。

国家技术发明奖　授予运用科学技术知识做出产品、工艺、材料及其系统等重大技术发明的中国公民。重大技术发明应当具备的条件包括：①前人尚未发明或者尚未公开；②具有先进性和创造性；③经实施，创造了显著经济效益或者社会效益。国家技术发明奖设一、二等奖，2003 年 12 月《国家科学技术奖励条例》修订后又增设了特等奖，由国务院颁发证书和奖金。

国家科学技术进步奖　授予在应用推广先进科学技术成果，完成重大科学技术工程、计划、项目等方面，做出突出贡献的中国公民、组织，包括在实施技术开发项目中，完成重大科学技术创新、科学技术成果转化，创造显著经济效益的；在实施社会公益项目中，长期从事科学技术基础性工作和社会公益性科学技术事业，经过实践检验，创造了显著社会效益的；在实施国家安全项目中，为推进国防现代化建设、保障国家安全做出重大科学技术贡献的；在实施重大工程项目中，保障工程达到国际先进水平的。其中重大工程类奖项仅授予组织。国家科学技术进步奖设一、二等奖，2003 年 12 月《国家科学技术奖励条例》修订后又增设了特等奖（见图），由国务院颁发证书和奖金。



特高压交流试验基地鸟瞰图（特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用获 2012 年度国家科学技术进步奖特等奖）
（国家电网公司　提供）

中华人民共和国国际科学技术合作奖　授予在双边或者多边国际科技合作中对中国科学技术事业做出重要贡献的外国科学家、工程技术人员、科技管理人员和科学技术研究、开发、管理等组织，是中国设立的 5 大科技奖项中唯一一项授予外国人或者外国组织的奖项。奖项不分等级，由国务院颁发证书。

社会力量设奖　中国的社会力量设奖始于 20 世纪 80 年

代。继1999年国务院发布实施的《国家科学技术奖励条例》明确社会力量设奖的法律地位后，同年12月，科技部以3号令形式发布实施了《社会力量设立科学技术奖管理办法》。该管理办法于2006年2月修订并以科技部10号令形式发布实施。社会力量设奖的登记管理工作走上了规范化、制度化的轨道。截至2012年底，分27批共219项社会力量设奖奖项依法获得登记审批，其中，中国电力科学技术奖为首批获得登记审批的26个社会力量设奖奖项之一。

中国电力科学技术奖励　起始于1978年，1978～1984年水利电力部、电力工业部每年都评选表彰重大科技成果。根据国务院1984年发布的《中华人民共和国科学技术进步奖励条例》，按照原国家科学技术委员会对省（部）级科技进步奖励工作的要求，电力科学技术进步奖的评选从1986年开始。随着国家科技奖励制度的不断完善，电力科技奖励工作也逐渐形成了一套完整体系。原水利电力部、电力工业部、能源部、电力工业部、国家电力公司均制定有科技奖励办法。

2001年3月，经国家科学技术奖励工作办公室批准，国家电力公司获准设立中国电力科学技术奖，保证了国家科技奖励改革后电力科技奖励工作的连续性。中国电力科学技术奖的一、二等奖项目获准可经由承办机构直接推荐国家级科学技术奖励。2001年6月，国家电力公司发布了《中国电力科学技术奖励办法》和《中国电力科学技术奖励办法实施细则》。（见电力工业重大科技获奖项目）

为适应电力体制改革的形势，自2003年起，中国电力科学技术奖设奖者由国家电力公司变更为国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司7家单位，承办机构由国家电力公司变更为中国电机工程学会。2003年3月，中国电机工程学会发布了《中国电力科学技术奖励办法（修订）》和《中国电力科学技术奖励办法实施细则（修订）》。

2004～2008年，中国广东核电集团有限公司、北京国华电力有限责任公司、北方联合电力有限责任公司、中国水利水电建设集团公司、中国水电工程顾问集团公司、中国电力工程顾问集团公司、中国葛洲坝集团公司先后成为中国电力科学技术奖的共同设奖者。中国电机工程学会于2005年4月修订发布《中国电力科学技术奖励办法》，并于2011年6月再次进行修订。

2010年5月，中国电机工程学会在继续作为中国电力科学技术奖承办机构的同时，又增加成为发起设奖者。

2012年12月，中国电力科学技术奖奖励委员会会议决定将“中国电力科学技术奖发起设奖者”和“中国电力科学技术奖共同设奖者”统称为“中国电力科学技术奖设奖者”。同时，中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司成为中国电力科学技术奖的设奖者，中国水利水电建设集团公司、中国水电工程顾问集团公司、中国葛洲坝集团公司、中国电力工程顾问集团公司不再作为中国电力科学技术奖的设奖者。

中国电力科学技术奖属社会力量设奖性质，奖项的受理范围面向社会，面向电力行业。该奖每年评审一次，设一、二、三等3个奖励等级，实行精神奖励与物质奖励相结合的原则，对单位、个人颁发证书和奖金，奖励对中国电力工业科技进步具有重要作用的科技项目和在中国电力科学技术进步活动中做出重要贡献的单位、个人。

keji pingjia

科技评价　（evaluation on scientific technology）
对照预定的形式和目的，按照规定的原则、标准和程序，运用科学、可行的方法，对特定科学技术及其相关事项的鉴定或评审、论证、评议、评估、验收并做出相应评价结论意见的活动，又称科学技术评价。是中国科技成果管理工作的重要组成部分。

科技评价行为主体包括委托方、受托方及被评价方。一般应由委托方委托专业评价机构作为受托方，对被评价方提请评价的对象进行评价。受托方应根据委托方明确的目的和评价对象具体情况及评价内容、评价目标，遴选符合要求的评价专家或组成评价专家委员会（专家组）进行评价活动，专家依据本人专业知识、实践经验、对事物的综合分析能力及了解的专业信息，对被评价对象的创造性、先进性、新颖性、实用性等进行分析研究和综合评价，可采用鉴定、评审、评议等方式。委托方也可以直接遴选、组建评价专家委员会或专家组作为受托方独立进行评价活动。其中，对应用技术成果，主要对其是否达到原定的技术经济指标，并就其技术合理性、经济可行性及总体科技水平等做出全面客观的评价；对软科学研究成果，主要围绕其科技价值和意义、对决策管理的作用和影响、社会和经济效益等进行综合评价。最终形成评价报告，按时提交给委托方，并由委托方归档保存。

科技评价由科技鉴定转化而来，科技鉴定曾属于政府职能。国家科学技术委员会先后于1994年和1995年颁布了《科学技术成果鉴定办法》和《软科学研究成果评审办法》，对科学技术成果鉴定、评审做出相应规定。随着政府职能的转变，科技评价不再被列入科技行政许可范围。2003年5月，科学技术部、教育部、中国科学院、中国工程院、国家自然科学基金委员会联合发布《关于改进科学技术评价工作的决定》。同年9月，科学技术部印发了《科学技术评价办法（试行）》。2004年10月，科学技术部印发《科技部关于全面推进科技管理依法行政的意见》，其中明确指出：“对于由行政审批转为常规管理或者转变管理方式的科学技术成果鉴定等项目，应当转交地方或者社会中介机构，并尽快修改或出台相关制度，防止出现管理真空，保证相关工作平稳过渡”。2007年12月修订的《中华人民共和国科学技术进步法》（1993年7月颁布）第八条规定：国家建立和完善有利于自主创新的科学技术评价制度。科学技术评价制度应当根据不同科学技术活动的特点，按照公平、公正、公开的原则，实行分类评价。

电力行业始终重视科技评价工作。水利电力部于1987年9月12日印发《水利电力部科学技术研究成果管理办法》，能源部于1992年5月19日印发《能源部电力科学技术成果鉴定管理办法（试行）》，电力工业部于1993年11月12日印发《电力工业部科学技术成果鉴定管理办法（试行）》，国家电力公司于1998年4月7日印发《国家电力公司科学技术成果鉴定管理办法》。在科技评价明确为市场行

为属性后，2005年7月6日，中国电机工程学会印发了《中国电机工程学会科学技术成果评价管理办法》，中国电力企业联合会等电力相关单位也相继制定了相关规定。

keji xiangmu guanli

科技项目管理 (management of scientific research projects) 对具体科技研究与开发项目或课题进行全过程管理的活动。主要内容包括：①制订年度科技项目计划；②组织科技项目的申报；③立项申请和可行性论证；④科技项目合同的签订与执行管理；⑤科技项目的组织实施管理；⑥科技项目的结题与验收；⑦科技项目成果的推广应用及产业化等内容。科技项目是科技规划的载体，科技项目实施是否成功直接影响到科技规划目标的实现。

对象 主要包括国家计划项目、科学基金项目、各部委项目、地方政府项目及企业自行设立或委托的项目等。

目的 对科技项目实行制度化和科学化管理，保证其高效顺利完成，创造科技成果，培养科技人才，产生经济和社会效益。科技项目管理具有知识性、风险性、创新性等特点。科技项目一般涉及各领域的专业知识，管理者需要熟悉和了解这些专业知识及发展情况；同时由于技术、资金、时间等因素均存在不确定性，使科技项目管理具有较大的风险性；此外，由于科技项目的立项部门和资金来源比较多元，利益主体也较多，评价标准复杂，往往又存在跨部门管理的情况，因此对科技项目进行管理的模式和手段也处于不断创新的过程中。

中国政府分别在1956年和1963年颁布的《1956～1967年全国科学技术发展远景规划》和《1963～1972年科学技术发展规划》中，提出了57项重大科学技术任务、616个中心问题，其中安排重点科技项目374项，包括国民经济和国防建设急需项目333项、基础研究项目41项。通过对上述科技项目的管理和实施，中国在整合利用科技资源解决国家安全等重大事务上取得了举世瞩目的成就。1978年以后，国家和各地方科技项目主管部门的主要工作是围绕中国发展和建设的重点，通过管理和实施大量计划项目，包括“863计划”项目、星火计划项目、火炬计划项目、攀登计划项目、科技攻关计划项目、“973计划”项目和基础研究计划项目等，在提升国家科技实力的同时，提高了科技项目管理水平。2000年以后，中国普遍推行了课题项目合同制，对加强科技项目的目标管理和过程控制起到了良好作用。同时，科学技术部制定了《国家科技计划项目管理暂行办法》(2001)、《国家科技计划项目评估评审行为准则与督查办法》(2003)，各地区也制定了地方性的科技项目管理办法，在项目计划、申报、立项、执行和评估等方面做出了详细规定。

1978年至今，中国科技项目管理发展呈现的最为突出的特点是科技项目管理体制与市场体制的日益密切结合。传统计划经济体制下，中国科技项目的立项管理和经费划拨全部由政府包揽，科研机构不分类别全部属于国有事业单位，存在着较严重的科技与经济脱节问题。随着市场经济体制改革的深化，市场需求对科技研发的导向作用不断增强。自20世纪90年代以来，中国科技项目经费的拨款制度改革和科技机构改革持续进行，加之技术市场的建立和完善，使科技项目管理工作进入了多元化、市场化和创新化的发展阶段。到2012年，中国全社会年度科技研发经费已经突破万亿元，其中企业自行研发支出经费占74%以上，成为科技研发项目开展实施的主体，研发人员总量达到320万人，居世界首位。中国科技项目管理与市场经济的有效结合加速了科技成果向现实生产力的转化，改变了科技与经济脱节的局面，使科学技术对经济社会发展的推动作用得到了充分发挥。

20世纪80年代以前，电力科技项目管理是电力行政主管部门的重要职能之一。随着电力市场化改革并逐步深化，电力科技项目管理也逐步由政府部门主导为主转变为由市场主体主导为主。1997年1月国家电力公司成立后，制定了《国家电力公司科技项目管理办法》，围绕解决电力工业生产、建设和发展中的重大科学技术问题，为推动和促进电力工业技术水平的提高和经济效益的增长，从立项、申报评审、签订合同、执行、验收及成果转化等各环节对科技项目制定了科学化、规范化管理制度。2002年电力体制改革方案实施后，电力科技项目主要依托电力企业自身需求开展立项与管理，但各大电力企业在一定程度上仍然积极参与国家重大电力技术攻关项目。“十一五”期间，国家电网公司和中国南方电网有限责任公司科研投入累计达652.4亿元，承担国家级重大或重点项目达50项，获得国家科学技术进步奖22项。

见科技管理。

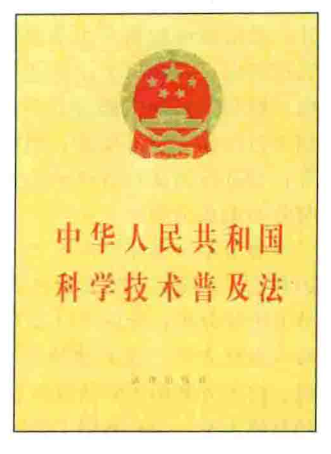
kexue jishu puji

科学技术普及 (popularization of science and technology) 国家和社会采用公众易于理解、接受和参与的方式，普及科学技术知识，倡导科学方法，传播科学思想，弘扬科学精神的活动，简称科普。科普是科技工作的一个重要方面。

随着科学技术的发展和社会的进步，各国政府日益重视科普，并通过立法或采取各种政策措施，营造有利于科学传播的社会环境，促进公众对科学的理解，推动科普事业的发展。英国政府把科普政策目标确定为：改善公众对科学的印象，确保科技发展为经济财富和国民生活质量做出贡献，吸收更多优秀的年轻人进入科学工程与技术事业中，并相应地通过增强对这一领域中关注问题的公开争论而加强民主过程的有效性。同时提出，创新只有在被消费者期望和接受时才是成功的。美国政府把促进公众理解科学作为政府的一项任务，1994年发布《科学与国家利益》政策文件，确立了美国政府科技工作的五个目标，其中一个目标就是要通过科普提高全体美国人的科学素养。日本政府把“提高公众的科学素养，培养科学技术从业人员”作为提高科学技术水平的基本策略。日本于1995年出台《科学技术基本法》，把强化措施以提高公众，特别是青少年对科技的理解，并改变其对科技的态度作为科技工作的一个奋斗目标。

中国政府历来重视科普工作。《中华人民共和国宪法》第二十条规定：“国家发展自然科学和社会科学事业，普及科学和技术知识、奖励科学研究成果和技术发明创造”，明确了国家的科普责任。中国政府从科普的组织机构建设、政策法规制定和经费支持等方面都做了大量卓有成效的工作。

《中华人民共和国科学技术进步法》（1993年7月颁布、2007年12月修订）第五条规定："国家发展科学技术普及事业，普及科学技术知识，提高全体公民的科学文化素质"。2002年6月，中国颁布了《中华人民共和国科学技术普及法》（简称《科普法》），这是世界上第一部以科普为内容的国家法律。《科普法》明确规定：各级人民政府领导科普工作，应将科普工作纳入国民经济和社会发展计划，为开展科普工作创造良好的环境和条件。县级以上人民政府应当建立科普工作协调制度。《科普法》还规定：国务院科学技术行政部门负责制定全国科普工作规划，实行政策引导，进行督促检查，推动科普工作发展。国务院其他行政部门按照各自的职责范围，负责有关的科普工作。县级以上地方人民政府科学技术行政部门及其他行政部门在同级人民政府领导下按照各自的职责范围，负责本地区有关的科普工作。科学技术协会是科普工作的主要社会力量。2006年，国务院颁布了《全民科学素质行动计划纲要》，展示了2020年前的目标，明确提出公民科学素质建设在今后很长一段时间内都将是中国科普工作的重点。



电力行业科学技术普及工作始终得到有关主管部门和电力企业的关注。作为电力科学技术普及工作的主要社会力量，中国电机工程学会协调各省级电机（力）学会，利用各种公众易于理解、接受和参与的方式，向社会公众普及电力科学技术知识，增强电力科技意识，推广电力科学技术，倡导安全用电、科学用电和节约用电；组织开展各类活动，包括以全国科普日和科技周、科普下乡、科普夏令营活动为代表的品牌活动，以图书、报刊、挂图、音像制品为代表的科普资源开发与共享，以及以电力科普教育基地认定为代表的科普基础设施建设工作等。现代科普的重要地位见图1；科普与科技共同体的关系见图2。

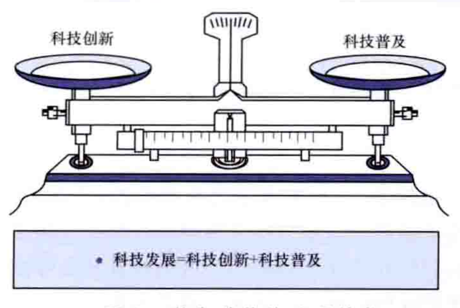


图1　现代科普的重要地位



图2　科普与科技共同体的关系

kekaoxing

可靠性　（reliability）　元件或系统在规定的条件下和规定的时间区间内完成规定功能的能力。可靠性概念中，元件是指在可靠性统计、分析、评估中不需要再细化的，视为整体的一组器件或设备的统称；系统是指为完成规定功能按照一定规则连接构成的一组元件的集合；规定的条件是指元件或系统使用时的应力条件（载荷条件）、环境条件以及储存条件等；规定的时间区间是指元件或系统的工作时间段；规定的功能则指元件或系统为提供给定的服务应具有的功能或功能组合。

在可靠性分析由定性分析发展到定量分析时，典型的可靠性指标有：①规定时间区间内元件或系统可能发生失效的期望次数；②系统的平均停运持续时间；③故障造成的期望收益损失；④可用度（或可用率），即在规定的条件下和规定的时间区间内完成规定功能的累积时间百分比。

参考书目

电力可靠性管理中心．中国电力可靠性技术与管理培训教材．北京：中国电力出版社，2007.

kexingxing yanjiu

可行性研究　（feasibility study）　对拟建项目的建设必要性、技术可行性、社会接纳性与经济合理性做进一步研究的工作。可行性研究是电力基本建设程序中设计阶段的一个重要步骤，由设计单位编制，经业主和国家认可部门审查，对项目要提出正式评价，最终能满足项目业主自主投资决策和向国家能源局报批的需要。可行性研究报告是编制初步设计的依据。火电厂、水电工程、核电项目、风电项目、太阳能发电项目和输变电工程由于自身特点，其可行性研究内容也各不相同。

火电厂工程可行性研究　主要内容包括：①论证建厂的必要性和可行性。②新建工程应对两个及以上的厂址进行全面技术经济比较，提出推荐意见。③进行必要的调查、收资、勘测与试验工作。④落实环境保护、水土保持、土地利用与拆迁补偿原则及范围和相关费用、接入系统、热负荷、燃料、水源、交通运输、贮灰渣场、区域稳定及岩土工程、脱硫吸收剂与脱硝还原剂来源及其副产品处置等建厂外部条件，并应进行必要的方案比较。⑤对厂址总体规划、厂区总平面规划以及各工艺系统提出工程设想，以满足投资估算和财务分析的要求。对推荐厂址应论证并提出主机（汽轮机、锅炉和发电机）的主要技术条件，以满足主机招标的要求。⑥投资估算力求准确，应能满足控制概算的要求，并进行造价分析。⑦财务分析所需原始资料应切合实际，以此确定相应上网参考电价估算值。利用外资项目的财务分析指标，应符合国家规定的有关利用外资项目的技术经济政策。⑧应说明合理利用资源情况，进行节能分析、风险分析及经济与社会影响分析。

水电工程可行性研究　主要内容包括：①确定工程任务及具体要求，论证工程建设的必要性。②确定水文参数和水文成果。③复核工程区域构造稳定性，查明水库工程地质条件，进行坝址、坝线及枢纽布置工程地质条件比较，查明选定方案各建筑物区的工程地质条件，提出相应的评价意见和结论；开展天然建筑材料详查。④选定工程建设场址、坝

（闸）址、厂（站）址等。⑤选定水库正常蓄水位及其他特征水位，明确工程运行要求和方式。⑥复核工程的等级和设计标准，确定工程总体布置方式，确定主要建筑物的轴线、线路、结构型式和布置方式、控制尺寸、高程和工程量。⑦选定电站装机容量，选定机组机型、单机容量、额定水头、单机流量及台数，确定接入电力系统的方式、电气主接线及主要机电设备的型式和布置方式，选定开关站的型式，选定控制、保护及通信的设计方案，确定建筑物的闸门和启闭机等的型式和布置方式。⑧提出消防设计方案和主要设施。⑨选定对外交通运输方案，确定导流方式、导流标准和导流方案，提出料源选择及料场开采规划、主体工程施工方法、场内交通运输、主要施工工厂设施、施工总布置等方案，安排施工总进度。⑩确定建设征地范围，全面调查建设征地范围内的实物指标，提出建设征地和移民安置规划设计，编制补偿费用概算。⑪提出环境保护和水土保持措施设计，提出环境监测和水土保持规划、环境监测规划和环境管理规定。⑫提出劳动安全与工业卫生设计方案。⑬进行施工期和运行期节能降耗分析，评价能源利用效率。⑭编制可行性研究设计概算，利用外资的工程还应编制外资概算。⑮进行国民经济评价和财务评价，提出经济评价结论意见。

核电项目可行性研究　见《核能发电卷》核电项目可行性研究。

风电项目可行性研究　主要内容包括：①确定工程建设规模和建设任务，论证项目建设的必要性和可行性；②进行必要的调查、收资、勘测和试验工作，对拟建场址的风能资源进行评估，查明工程地质条件，提出相应的评价和结论；③确定风电机组技术参数，提出风电机组优化布置方案，并计算风电场年上网发电量；④根据风电场接入系统方案，确定升压变电站电气主接线及风电场风电机组集电线路方案，并进行升压变电站及风电场电气设计，选定主要电气设备及电力电缆或架空线路型号、规格及数量；⑤确定工程总体布置，中央控制建筑物的结构型式、布置和主要尺寸，拟定土建工程方案和工程量；⑥确定工程占地的范围及建设征地主要指标，选定对外交通方案、风电机组的安装方法、施工总进度；⑦拟订风电场定员编制，提出工程管理方案；⑧进行环境保护和水土保持设计，拟订劳动安全与工业卫生方案；⑨编制工程设计概算；⑩进行国民经济评价和财务评价，提出经济评价结论意见。

太阳能发电项目可行性研究　主要内容包括：①编制依据；②对当地太阳能资源辐射量进行分析和评估；③查明电站场址工程地质条件，提出相应的评价意见和结论；④工程任务和规模，论证工程建设的必要性；⑤选定电站组件、逆变器的形式，选定光伏支架形式和光伏阵列跟踪方式、光伏阵列设计及布置方案，并计算光伏发电工程年上网电量；⑥分析提出光伏发电工程接入系统技术要求的实施方案，根据审定的接入方案，比较确定光伏电站站址位置、电气主接线及光伏发电工程集电线路方案，并进行光伏发电工程及升压变电站电气设计；⑦确定工程总体布置，中央控制室的建筑结构形式、布置和主要尺寸，拟订土建工程方案和工程量；⑧提出消防设计方案和主要设施；⑨确定工程占地的范围及建设用地主要指标，选定对外交通方案和施工安装方案，确定施工总布置，提出施工总进度；⑩拟订光伏发电工程定员编制，提出工程管理、运行维护和拆除方案；⑪提出环境保护和水土保持措施设计，提出环境监测和水土保持规划、环境监测规划和环境管理规定；⑫提出劳动安全与工业卫生设计方案；⑬进行施工期和运行期节能降耗分析，评价能源利用效率；⑭编制可行性研究设计概算，利用外资的工程还应编制外资概算；⑮进行国民经济评价和财务评价，提出经济评价结论与社会效果分析。

输变电工程可行性研究　主要内容包括：①在电网规划的基础上，重点对项目的必要性、系统方案及投产年进行充分的论证分析，分析项目及方案的节能降耗效益，提出项目接入系统方案、远景规模和本期规模。②提出影响项目规模、技术方案和投资估算的重要参数要求。③提出二次系统的总体方案。④对新建工程进行全面技术经济比较，进行必要的调查、收资、现场踏勘、勘测和试验工作，提出推荐意见。新建工程原则上应有两个及以上可行的方案。图为交流架空输电线路。



交流架空输电线路

见电力基本建设、勘测设计审查与评估。

keyongxing

可用性　（availability）　在要求的外部资源得到保证的前提下，元件或系统在规定的条件下和规定的时刻或时间区间内处于可执行规定功能状态的能力。可用性是元件可靠性、可维修性和维修保障性的综合反映。用概率量度表示元件或系统可执行规定功能状态的能力时称为可用度，即在规定的条件下和规定的时间区间内完成规定功能的累积时间百分比。

见可靠性。

keyong zhuangtai

可用状态　（available state；up state）　在要求的外部资源得到保证的条件下，元件或系统能够执行规定功能的状态。在对元件或系统的可靠性进行评价时均需要用到可用状态的概念。可用状态反映的是元件或系统可工作的状态，即元件或系统自身处于随时能够工作的状态，而不考虑其是否在工作状态和工作时的功率大小。其描述的可用性与可靠性和可维修性密切相关，元件或系统的可靠性越高，可使用

时间越长，可维修性越好，维修所需的时间越短，可使用时间就越长。

可用状态分为运行状态和备用状态。运行状态是元件或系统处于工作状态或者电力系统元件与系统连接并处于带电状态。备用状态是在需求时间内元件或系统处于可用状态，但不处于工作状态的状态。

kezaisheng nengyuan

可再生能源 (renewable energy)

在自然界中可以不断再生并有规律地得到补充或重复利用的能源。包括太阳能、风能、水能、生物质能、潮汐能等（见太阳能资源、风能资源、水能资源、生物质能资源、海洋能资源）。与非可再生能源相比，可再生能源是人类可以取之不尽、用之不竭的无污染的永续能源。全球可再生能源资源潜力大，对环境危害小。至2010年，可再生能源的开发利用程度，除水能较高（发达国家超过50%）外，其他可再生能源还不足2%。

随着经济社会发展对能源在数量上和质量上需求的增长，人类对可再生能源的开发利用正由传统方式向现代方式转变。太阳能由光热利用为主转为以光电利用为主；风能以直接作为动力利用转为以风力发电为主；地热能由热利用为主转为热利用和发电并重；生物质能的大量直接利用正在被生物质能转换为沼气、液体燃料和电力所取代。各国开发利用可再生能源主要是致力于发电。可再生能源在能源和电力发展中的地位日趋提高。

大力开发利用可再生能源，是当今世界各国应对气候变化、调整能源发展战略和优化能源结构的重要内容和举措。1995年以来，全球可再生能源生产和供应量以年均超过3%的速度增长，其中除水电外其他可再生能源（主要是风能和太阳能）发电量年均增长率超过20%，高于一次能源供应总量年均增长率（近2%）。从部分国家其他可再生能源发电量年均增长情况看，意大利、美国、日本、德国、西班牙为15%～30%，法国、英国、加拿大高达40%～50%（见表1）。这些国家其他可再生能源发电量在发电总量中的比例相应提高2～12个百分点（见发电能源构成）。

中国拥有丰富的可再生能源资源，而且分布广泛，开发利用潜力较大（见表2）。《中华人民共和国可再生能源法》明确将可再生能源的开发利用列为中国能源发展的优先领域，鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用，依法保护可再生能源开发利用者的合法权益。中国为应对全球气候变化挑战，推进节能减排工作，正在加快可再生能源开发利用。按国家统计局公布数据，2010年中国非化石能源（核能、水能和其他可再生能源）在一次能源消费总量中的比例为8.7%。

表1 1995年以来部分国家可再生能源发电量及年均增长率

国家	1995年（亿kW·h）		2000年（亿kW·h）		2009年（亿kW·h）		年均增长率（%）			
							1996～2000年		2001～2009年	
	水电	其他	水电	其他	水电	其他	水电	其他	水电	其他
澳大利亚	167	0	175	1	123	68	−2.2	47.1	−3.9	61.4
加拿大	3361	1	3585	3	3640	114	0.6	41.3	0.2	49.8
韩国	55	0	62	1	56	21	0.2	0.0	−1.1	42.4
英国	66	4	78	9	89	218	2.3	33.0	1.6	41.6
法国	762	6	718	7	619	146	−1.5	25.9	−1.6	41.4
巴西	2540	0	3047	11	3910	248	3.1	0.0	2.8	41.1
中国	1906	0	2224	23	6156	462	8.7	0.0	12.0	39.8
西班牙	250	3	319	48	292	483	1.1	43.9	−1.0	29.4
德国	265	15	256	93	247	872	−0.5	33.7	−0.4	28.2
日本	911	32	960	34	821	300	−0.7	17.4	−1.7	27.2
印度	759	14	764	24	1069	200	2.5	21.2	3.8	26.8
美国	3439	193	2757	205	2984	1667	−1.0	16.6	0.9	26.2
意大利	420	38	509	61	534	226	1.7	13.5	0.5	15.7
墨西哥	275	57	331	59	267	101	−0.2	4.2	−2.4	6.0
俄罗斯	1770	17	1653	37	1761	31	−0.0	4.3	0.7	−1.9

注：“其他”为风能、太阳能、地热能等可再生能源发电量。各国按2001～2009年其他可再生能源发电量年均增长率高低排序。

资料来源：国际能源署（IEA）发布的年度统计数据及各国2009年能源平衡表。

表2 2010年中国可再生能源资源现代方式开发利用程度

可再生能源		可开发资源量	已开发利用量	开发利用率（%）
水能资源	大中型水电	5.42亿kW	21 340万kW	39.37
	小水电（2.5万kW以下）	1.28亿kW	5924万kW	46.28
风能资源（70m高度）	陆上技术可开发	25.67亿kW	2958万kW	1.15
	海上技术可开发	5.12亿kW		
太阳能光伏发电		5.20亿kW	80万kW	0.15
地热资源（大陆高温地热）		600万kW	2.50万kW	0.42
生物质（农、林产品废弃物）制气、液体燃料和发电		5亿t标准煤	沼气190亿m^3 乙醇燃料170万t 发电550万kW	4.36
潮汐能资源		3850万kW	0.59万kW	0.02

注：可开发资源量是指技术可开发量。

资料来源：中国国家统计局、国家能源局及相关能源（电力）部门发布的数据或报告。

kongzhi jishu

控制技术 (control technology) 通过信息采集、信息处理对系统进行分析，对系统施加作用或操作，使系统达到既定目标的手段和方法。由于电力系统的复杂性，在电力系统内采用的控制技术多是自动控制技术。自动控制技术是指系统或装置在没有人的直接干预下，按规定的程序或指

令自动地运行或执行操作的手段和方法，又称控制自动化。多利用计算机技术组建自动控制系统。

分类 控制技术按照应用特点可以分成经典控制技术、信息控制技术、网络控制技术、智能控制技术四类。

经典控制技术 建立在频率法和根轨迹法基础上，通常只限于研究线性定常系统，采用试探法设计，其最主要的特点是线性定常对象、单输入、单输出，完成指定任务。基本方法包括传递函数法、频域法等。

信息控制技术 由通信技术、计算机技术和控制技术构成的合成技术。信息控制系统由通信系统、计算机系统和控制系统集成，实现信息流传导与控制，并将组织运行机制的各个部分视为一个系统，将管理的各种行为综合在一起，借助于计算机系统进行处理，以实现对各种行为的有效管控。

网络控制技术 利用网络技术将区域分布的控制单元连接起来实现控制功能的新型控制技术，便于实现广域范围的统一控制。

智能控制技术 与人工智能技术结合实现的具有一定智能行为特点的控制技术。主要用来解决那些用传统方法难以解决的复杂系统的控制问题。常用的人工智能技术包括模式识别、模糊逻辑、神经网络、专家系统、遗传算法等。智能控制系统应具有明显的智能行为，包括自学习、自适应、自组织等。

发展 控制技术的理论基础是控制理论。控制理论的发展经历了经典控制理论阶段、现代控制理论阶段以及以融合人工智能技术为特征的智能控制理论阶段，因此，控制技术阶段也可以分为这三个阶段。

经典控制理论阶段 20世纪四五十年代，在频率统计法和根轨迹法基础上形成了经典的控制理论。随着经典控制理论的出现，形成了参数不随时间变化的适用于单输入、单输出的线性控制技术。

现代控制理论阶段 20世纪六七十年代，随着描述控制系统本质的基本理论的建立，现代控制技术在经典控制技术的基础上增加了多变量线性系统理论、最优控制理论以及最优估计与系统辨识理论三个基本内容。该阶段的控制技术除了能够处理单输入、单输出的经典线性控制技术外，还推广到了多输入、多输出的控制系统，并衍生出了参数随时间变化的时变控制技术和可以处理非线性系统的控制技术，并且易于使用计算机进行系统分析计算和实现。

智能控制理论阶段 20世纪80年代后期至今，随着智能控制理论的出现，控制技术的发展将现代控制理论、计算机理论、人工智能融合为一体，使控制系统具备一定的智能行为。较为典型的智能行为是自学习、自适应等能力，这些能力增强了控制技术的适应性和合理性。

见信息技术、数据库技术。

kuaiji

会计 (accounting) 以货币为主要计量单位，运用一系列专门方法，综合地反映和监督企业经济活动的一种经济管理工作。会计在企业进行经营管理决策、提高资源配置效率、促进经济健康持续发展方面发挥着积极作用。会计主要反映企业的财务状况、经营成果和现金流量，并对企业经营活动和财务收支进行监督。

本质 从不同角度考察会计，可对会计本质得出不同的认识。这些认识可概括为工具论、系统论和管理活动论。

工具论 会计是反映和监督物质资料生产过程的一种方法，是管理经济的工具。

系统论 会计是一个收集、处理和输送经济信息的信息系统。

管理活动论 会计是通过收集处理和利用经济信息，对经济活动进行组织、控制、调节和指导，促使人们比较分析、讲求经济效益的一种以价值活动为对象的管理活动。

分类 会计按照不同的分类标准，可以分成不同分支，企业中最常见的一种分类标准是按照报告的对象不同将其分为财务会计和管理会计。

财务会计 主要以财务会计准则为依据，编制财务报表，为企业内部和外部用户提供信息，其重点在于报告财务状况和经营状况，又称对外报告会计。

管理会计 没有标准的模式，不受会计准则的控制，主要是为企业的管理层提供信息，作为企业内部各部门进行决策的依据，又称对内报告会计。

目标 对于会计目标的界定，存在受托责任观和决策有用观两种具有代表性的观点。

受托责任观 由于社会资源（主要是资本）所有权和经营权的分离，资源的受托者就负有了对资源的委托者解释、说明其活动及结果的义务，因此会计的目标就是向资源的提供者报告资源受托管理的情况。

决策有用观 决策有用观强调会计信息的相关性与有用性。在决策有用观下，会计的目标就是向信息使用者提供有利于其决策的会计信息。中国财政部2006年颁布的《企业会计准则——基本准则》规定，财务报告的目标是向财务报告使用者提供与企业财务状况、经营成果和现金流量等有关的会计信息，反映企业管理层受托责任履行情况，有助于财务报告使用者做出经济决策。

方法 用来反映和监督会计对象、完成会计任务的手段。会计方法包括会计核算方法、会计分析方法和会计检查方法。通常提到的会计方法主要指会计核算方法。

会计核算方法是对经济活动进行全面、综合、连续、系统的记录和计算，为经营管理提供必要的信息所应用的方法，它是整个会计方法体系的基础。会计核算方法主要包括设置账户、复式记账、填制和审核会计凭证、登记账簿、成本计算、财产清查和编制会计报表。

(1) 设置账户。对会计对象的具体内容进行归类核算和监督的一种方法。

(2) 复式记账。对任何一笔经营业务都以相等的金额，同时在两个或两个以上的相关账户中做相互联系的登记，从而能够全面、系统地核算经济业务对各会计要素的影响及其结果。

(3) 填制和审核会计凭证。会计凭证是用来记录经济业务、明确经济业务责任，并据以登记账簿的书面凭证。

(4) 登记账簿。根据会计凭证，在账簿上连续、完整、系统地记录经济业务的一种专门方法。

(5) 成本计算。按一定对象归集各个经营时期发生的费用，从而计算各个对象的总成本和单位成本的一种专门方法。

(6) 财产清查。通过对货币资金、实物资产和往来款项的盘点或核对，确定其实存数，查明账存数与实存数是否相

符的一种专门方法。

(7) 编制会计报表。以书面报告的形式，总括地反映企事业单位财务状况、经营成果和现金流量的一种专门方法。(见财务会计报告)

基本假设 企业会计确认、计量和报告的前提，是对会计核算所处时间、空间环境等所做的合理设定。会计基本假设包括会计主体、持续经营、会计分期和货币计量。

会计主体 会计所服务的特定单位，它明确了会计工作的空间范围。

《企业会计准则——基本准则》明确指出："企业应当对其本身发生的交易或者事项进行会计确认、计量和报告。"

持续经营 在可以预见的将来，企业将会按当前的规模和状态继续经营下去，不会停业，也不会大规模削减业务。《企业会计准则——基本准则》规定："企业会计确认、计量和报告应当以持续经营为前提。"

会计分期 将一个企业持续经营的生产经营活动划分为一个个连续的、长短相同的期间，又称会计期间。企业应当划分会计期间，分期结算账目和编制财务会计报告。会计期间分为年度和中期。中期是指短于一个完整的会计年度的报告期间，包括月度、季度和半年度。

货币计量 会计主体在确认、计量和报告时以货币计量，反映会计主体的生产经营活动。财务会计核算要达到用价值形式来对企业的经济活动过程及其结果进行综合反映，只能采用统一的货币作为计量的单位。

在会计核算中，可能涉及多种货币，由于各种货币单位之间的汇兑率是不断变化的，这就要求企业会计必须确立一种货币单位为记账用的货币单位，其他所有的货币、实物、债权债务等，都可以通过它来度量、比较和稽核。这一货币单位称为记账本位币。中国的会计准则规定："会计核算以人民币为记账本位币"，同时还规定"业务收支以外币为主的企业，也可以选定某种外币作为记账本位币，但编制的会计报表应当折算为人民币反映。"

基础 会计确认的某种标准方式，是企业收入和支出、费用的确认标准。企业会计确认、计量和报告应当以权责发生制为基础。权责发生制要求，凡是当期已经实现的收入和已经发生或应当负担的费用，无论款项是否收付，都应当作为当期的收入和费用，计入当期损益；凡是不属于当期的收入和费用，即使款项已经在当期收付，也不应当作为当期的收入和费用。

要素 对会计所要反映对象的基本分类，是反映企业财务状况、经营成果和现金流量的基本构件，又称会计报表要素或财务报表要素。《企业会计准则——基本准则》规定，会计要素分为六项，即资产、负债、所有者权益、收入、费用和利润。前三项用于反映财务状况，又称资产负债表要素；后三项用于反映经营成果，又称利润表要素。

规范 涉及会计领域的会计法规、会计准则和会计制度的总称。会计规范有不同的表现形式，如对会计工作有较强规范作用的各种法律、国家的财经法规和制度、会计准则、会计制度、会计职业道德守则等，这些法律、法规、准则、制度等有机结合形成的规范体系，构成财务会计规范体系。其中，最主要的是会计法律、会计行政法规、会计准则和会计制度。



会计法律 泛指所有对会计工作具有规范和约束作用的法律。中国的会计法律主要有《中华人民共和国会计法》，它在财务会计规范体系中居于最高层次，另外还包括《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国税法》《中华人民共和国注册会计师法》等。

会计行政法规 由国务院及其有关部门制定并发布，依据《中华人民共和国会计法》制定的调整会计关系的法律规范。常用的有《企业财务会计报告条例》《总会计师条例》等。

会计准则 约束和规范财务会计行为，指导财务报表的规范，是企业会计工作必须遵循的基本规则。中国会计准则建设从 1988 年起步，历经 20 多年，至 2006 年已经形成了由一项基本准则和 38 项具体准则组成的《企业会计准则》。此外，中国财政部于 2011 年 10 月发布了《小企业会计准则》，于 2013 年 1 月 1 日起在全国小企业范围内实施。

会计制度 根据《中华人民共和国会计法》和其他有关法律、法规及会计准则制定的，企业进行会计工作所应遵循的规则、方法、程序的总称。自 2001 年以来，中国财政部颁布实施了《企业会计制度》《金融企业会计制度》《小企业会计制度》三项会计制度，其中，《金融企业会计制度》于 2012 年 3 月废止，《小企业会计制度》于 2013 年 1 月废止。

参考书目

唐国平. 会计学基础. 北京：高等教育出版社，2007.

戴德明. 财务会计学. 北京：中国人民大学出版社，2009.



laodong fanghu yongpin

劳动防护用品 (labor protection articles) 为从业人员配备的，使其在劳动过程中免遭或者减轻事故伤害及职业危害的个人防御性装备。劳动防护用品防护部位分为头部、呼吸器官、眼（面）、听觉器官、手部、足部、躯干、皮肤等防护用品。常用的个体防护用品有安全帽、护目镜和面罩、护耳器、口罩和面具、防护手套、安全鞋、防护服和安全带等。


图 1 安全帽

安全帽 防止工作人员头顶及头侧向被砸伤的安全防护用品。安全帽分为通用型和特殊型两种，特殊型有防静电型、防寒型、耐高温型、防辐射型等。安全帽（见图 1）的帽壳呈等高线状，能分散坠落物能量。

护目镜和面罩 防止强光对眼和面部造成伤害的安全防护用品，其产品质量应符合有关标准规定。

护耳器 防止噪声损害人听力的防护用品。护耳器分耳塞、耳罩、头盔三种。

口罩和面具 防止微尘进入工作人员呼吸道的劳动保护用品。口罩和面具的品种较多，按功能可分为防尘、防毒两类。防尘口罩又分简易和复式两种。防尘面具有送风过滤式和长管隔离式两种。防毒口罩和面具按结构可分为过滤式和隔离式两种。

防护手套 防止工作人员手部受伤的防护用品。防护手套按功能可分为普通和特殊两类。特殊防护手套又分为防振、绝缘、防酸碱、医用、电焊、金属网手套等。

安全鞋 防止工作人员脚部受伤的防护用品。按材质分有布、皮、胶鞋等类型；按功能可分为普通和专用型两大类。普通型有防水、防滑、登高、防寒等类型；专用型有防静电、防热、防砸、防穿刺、防酸（碱）、防油和绝缘等类型。

防护服 根据生理特征、使用特点、防护性质和环境条件设计，用于防止工作人员身体受伤的防护用品。防护服分普通防护服和特种防护服两大类。普通防护服各行业广泛使用；特种防护服有隔热、防火、防毒、防水、防静电、防砸、防尘、防酸（碱）、带电作业、潜水、绝缘、宇航、水上救生和血吸虫防护服。

安全带 高处作业人员预防坠落伤亡事故的个人保护用品。安全带由织带、绳索和金属配件等部分组成。安全带（见图 2）按使用情况可分为围杆作业安全带、悬挂作业安全带、攀登安全带等几种。安全带是关系到作业人员生命安全的产品，必须严格遵循 GB 6095—2009《安全带》、GB 6096—2009《安全带测试方法》的要求进行生产及出厂前检验。


图 2 安全带

lichengbei jindu

里程碑进度 (milestone schedule) 以项目系统中设定的各个阶段性里程碑点的进展来衡量和控制项目总体进展的一种进度表述方式。里程碑点是根据施工工艺特点和工期总目标的要求，对项目总目标进行初级分解而设立的具有阶段性意义的节点。里程碑进度管理共有检查点、里程碑和基线三个要素。

检查点是指在规定的时间间隔内对项目进行检查，并比较实际进度与计划之间的差异，根据差异对各种资源进行调整；里程碑是指一个具有特定重要性的事件，通常代表一个重要阶段工作的完成；基线是指经过评审而正式受控的一种里程碑参考标准。反映在网络进度计划中，里程碑是指不占用工期的一个时间点。在采用项目管理软件编制网络进度计划时，通常会设置一些里程碑点，作为项目的阶段性目标，对里程碑点与作业建立逻辑关系，通过项目数据更新后里程碑点的变化监控计划的进度执行情况。

lirunbiao

利润表 (income statement) 反映企业在一定会计期间的经营成果的会计报表，又称损益表。利润表根据“利润＝收入－费用＋利得－损失”的原理编制，是一张动态报表，也是财务会计报告中财务报表的三张表之一。利润表可用来分析、评价、预测企业经营成果和获利能力；分析、评价、预测企业未来的现金利得状况；分析、评价、预测企业的偿债能力；评价、考核管理人员的绩效；是企业经营成果分配的重要依据。

结构 常见的利润表结构主要有单步式和多步式两种。按照中国财政部 2006 年制定的《企业会计准则第 30 号——财务报表列报》及其应用指南的规定，中国企业利润表采用的是多步式结构，即通过对当期的收入、费用、支出项目按性质加以归类，按利润形成的主要环节列示一些中间性利润指标，分步计算当期净损益。利润表具有层次清晰的特点，有利于会计信息使用者分析企业利润的构成及其影响因素，预测企业未来的盈利能力。

利润表的格式内容包括表头和正表两部分。表头列示的内容包括报表的名称、编制单位、编制日期、报表编号和计量单位等。正表是利润表的主体部分，主要反映收入、费用和利润等各项目的具体内容及其相互关系，见表。

利　润　表

会企 02 表

编制单位：　　　　　　年　　月　　　　　　单位：元

项　　目	本年金额	上年金额
一、营业收入		
减：营业成本		
营业税金及附加		
销售费用		
管理费用		
财务费用		
资产减值损失		
加：公允价值变动收益（损失以“—”号填列）		
投资收益（损失以“—”号填列）		
其中：对联营企业和合营企业的投资收益		
二、营业利润（亏损以“—”号填列）		
加：营业外收入		
减：营业外支出		
其中：非流动资产处置损失		
三、利润总额（亏损总额以“—”号填列）		
减：所得税费用		
四、净利润（净亏损以“—”号填列）		
五、每股收益		
（一）基本每股收益		
（二）稀释每股收益		
六、其他综合收益		
七、综合收益总额		

项目　包括营业收入、营业成本、营业税金及附加、期间费用、资产减值损失、公允价值变动损益、投资收益、营业利润、营业外收支、利润总额、所得税费用、净利润、每股收益、其他综合收益和综合收益总额。

营业收入　企业在销售收入、提供劳务及让渡资产使用权等日常活动中形成的，会导致所有者权益增加的，与所有者投入资本无关的经济利益的总流入。包括主营业务收入和其他业务收入。

营业成本　企业的经营业务所发生的成本，包括主营业务成本和其他业务成本。

营业税金及附加　企业的经营活动发生的营业税、消费税、资源税、城市维护建设税及教育费附加等相关税费。

期间费用　企业经营活动中必定要发生的，但与业务收入的取得并不存在明显的直接的因果关系，而且也无法或没有必要用系统而合理的方法加以摊销的费用，主要包括销售费用、管理费用、财务费用等。

资产减值损失　企业计提各项资产减值准备所形成的损失。

公允价值变动损益　企业交易性金融资产、交易性金融负债以及采用公允价值计量的投资性房地产、衍生工具、套期保值业务等公允价值变动形成的计入当期损益的利得或损失。

投资收益　交易性金融资产、持有至到期投资、可供出售金融资产以及长期股权投资等核算时确认的投资收益或投资损失，在报表中以净额列示。

营业利润　营业收入减去营业成本、营业税金及附加、期间费用（销售费用、管理费用、财务费用）、资产减值损失，加上公允价值变动收益、投资收益。

营业外收支　与企业日常活动无直接关系的各项利得和损失，包括营业外收入和营业外支出。

利润总额　营业利润加上营业外收入，减去营业外支出。

所得税费用　企业确认的应从当期利润总额中扣除的所得税，包括当期所得税费用和递延所得税费用两部分。

净利润　利润总额减去所得税费用。

每股收益　普通股或潜在普通股已公开交易的企业，以及正处于公开发行普通股或潜在普通股过程中的企业，还应当在利润表中列示每股收益信息，包括基本每股收益和稀释每股收益两项指标。

其他综合收益　反映企业根据《企业会计准则》规定未在损益中确认的各项利得和损失扣除所得税影响后的净额。

综合收益总额　反映企业净利润和其他综合收益的合计金额。

Lianheguo Huanjing yu Fazhan Huiyi

联合国环境与发展会议　（United Nations Conference on Environment and Development，UNCED）　联合国于 1992 年 6 月 3～14 日在巴西里约热内卢召开的环境与发展领域中规模大、级别高的一次国际会议。183 个国家代表团、70 个国际组织的代表参加会议，102 位国家元首或政府首脑到会讲话。中国时任总理李鹏应邀出席了首脑会议并发表讲话。

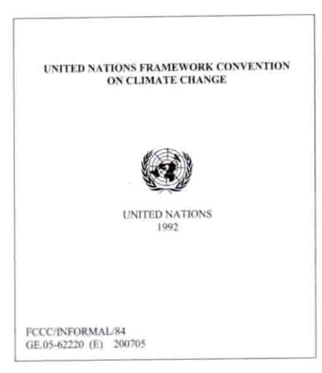
联合国环境与发展会议标志

会议围绕环境与发展这一主题，针对维护发展中国家主权和发展权、发达国家提供资金和技术等问题进行了谈判。会议通过了关于环境与发展的《里约热内卢宣言》（又称《地球宪章》或《21 世纪行动议程》），154 个国家签署了《联合国气候变化框架公约》，148 个国家签署了《保护生物多样性公约》。会议还通过了有关森林保护的非法律性文件《关于森林问题的政府声明》。这些会议文件和公约有利于保护全球环境和资源，要求发达国家承担更多的义务，同时也照顾到发展中国家的特殊情况和利益。这次会议在人类环境保护与持续发展进程中迈出了重要的一步。

Lianheguo Qihou Bianhua Kuangjia Gongyue

《联合国气候变化框架公约》　（*United Nations Framework Convention on Climate Change*，UNFCCC）　1992 年 5 月 22 日联合国政府间谈判委员会就气候变化问题达成、在 1992 年 6 月 3 日举行的联合国环境与发展会议上

签署、1994年3月21日正式生效的公约。《联合国气候变化框架公约》由序言及26条正文组成，是世界上第一部为全面控制温室气体排放、应对气候变化的具有法律约束力的国际公约，也是国际社会在应对全球气候变化问题上进行国际合作的基本框架。截至2009年12月在哥本哈根举行的缔约方第15次会议，已有192个国家批准了《联合国气候变化框架公约》，这些国家被称为《联合国气候变化框架公约》缔约方。此外，欧盟作为一个整体也是《联合国气候变化框架公约》的一个缔约方。


UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION
ON CLIMATE CHANGE

UNITED NATIONS
1992

FCCC/INFORMAL/84
GE.05-62220 (E) 200705

《联合国气候变化框架公约》

《联合国气候变化框架公约》的目标是减少温室气体排放，减少人为活动对气候系统的危害，减缓气候变化，增强生态系统对气候变化的适应性，确保粮食生产和经济可持续发展。为此确立了5个基本原则：①“共同但有区别的责任”的原则，要求发达国家应率先采取措施，应对气候变化；②要考虑发展中国家的具体需要和国情；③各缔约国方应当采取必要措施，预测、防止和减少引起气候变化的因素；④尊重各缔约方的可持续发展权；⑤加强国际合作，应对气候变化的措施不能成为国际贸易的壁垒。

《联合国气候变化框架公约》的缔约方做出了许多旨在解决气候变化问题的承诺。每个缔约方都必须定期提交专项报告，其内容必须包含该缔约方的温室气体排放信息，并说明为实施《联合国气候变化框架公约》所执行的计划及具体措施。

《联合国气候变化框架公约》根据缔约方国家承担义务的不同，将参加国分为附件一国家、附件二国家、发展中国家。

附件一国家 应承诺编制、定期公布温室气体各种人为排放源和汇的国家清单等信息；制定、执行、公布和经常更新国家减缓气候变化措施等。源指向大气排放温室气体、气溶胶或温室气体前体的任何活动过程。汇指从大气中清除温室气体、气溶胶或温室气体前体的任何过程、活动或机制。

附件二国家 应提供新的和额外的资金，以支付经议定的发展中国家为提供温室气体各种人为排放源和汇的国家清单等信息所产生的全部费用。附件二国家包含于附件一国家。

发展中国家 为提供温室气体各种人为排放源和汇的国家清单等信息所产生的全部费用，可以接受发达国家的资金援助。

《联合国气候变化框架公约》规定每年举行一次缔约方大会。自1995年3月28日首次缔约方大会在柏林举行以来，缔约方每年都召开会议。

Lianheguo Zhengfujian Qihou Bianhua Zhuanmen Weiyuanhui

联合国政府间气候变化专门委员会 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 世界气象组织（World Meteorological Organization, WMO）及联合国环境规划署（United Nations Environment Programme, UNEP）于1988年联合建立的政府间机构。其职能是对气候变化科学知识的现状，气候变化对社会、经济的潜在影响以及如何适应和减缓气候变化的可能对策进行评估。总部设在瑞士日内瓦。







联合国政府间气候变化专门委员会标志

IPCC设三个工作组和一个专题组：第一工作组评估气候系统和气候变化科学问题；第二工作组评估社会经济体系和自然系统对气候变化脆弱性、气候变化正负两方面造成的后果以及适应气候变化选择方案；第三工作组评估限制温室气体排放并减缓气候变化选择方案；专题组负责国家温室气体清单计划。每个工作组（专题组）设两名联合主席，分别来自发展中国家和发达国家，下设一个技术支持组。主要成果有评估报告、特别报告、方法报告和技术报告。其中，评估报告总结气候变化现有知识，提供有关气候变化及其成因、可能产生的影响及有关对策的全面的科学、技术和社会经济等信息。IPCC已分别于1990、1995、2001年及2007年发布了4次正式的《气候变化评估报告》。2013年，IPCC发布了第一工作组的报告《气候变化2013：物理科学基础》。

liangbuzhi dianjia

两部制电价 (two-part tariff) 将电价分成基本电价和电量电价两个部分计算的电价制度。由英国人J. 霍普金森（J. Hopkinson, 1849—1898）于1892年首先根据电力企业的成本特点提出，已被世界各国普遍采用，欧美各国又称之为霍普金森电价制。基本电价（又称固定电价、需量电价或容量电价）是两部制电价的一部分，代表供电成本中的固定费用部分，是为保证用户随时用电的需要而做的各项准备所耗成本（包括固定资产折旧等），所以又称准备费，按用户用电容量（或最大需求量）计算，由供电部门与用电部门签订合同，确定限额，每月固定收取。用电容量一般以用户的变压器容量（kV·A）为单位；最大需求量一般以用户的用电负荷，即一月中每15min或30min平均负荷的最大值（kW）为单位，作为计算电价的依据，与用户每月的用电量（kW·h）无关，只与系统容量有关。电量电价（又称变动电价）代表售电成本中的可变费用部分（包括燃料费、水费、工资、运行维护费用等），以用户耗电量（kW·h）为依据计算的电价。两部制电价的计算公式为

$$\rho=\frac{aM+dH}{H} \text{或} p=\frac{aM}{H}+d$$

式中ρ为电价；a为每千瓦最大负荷交的基本电费；M为用户变压器容量或最大需用量；d为按电能表计算的每千瓦时电的电费；H为耗电量（以kW·h为单位计算）。

两部制电价是一种能够比较真实反映成本构成的、科学合理的电价制度。用基本电价和与电量电价之和反映电力生产成本中的固定费用和变动费用，符合制定电价的成本原则和公平负担原则，激励用电部门提高用电设备或最大负荷的

利用率，运用价格杠杆促进工业用户用电的合理化。而基本电价能够保证供电部门得到比较固定的收入，以补偿成本支出并取得正常的利润。但由于两部制电价在运用上比较复杂，缺乏统一的基本电价最大需求量确认的规定，受到较高技术要求、高昂费用的最大需求量表计装置制造技术的制约等，中国仅对用电最大需求量在320kW或受电变压器容量为315kV·A及以上的大工业用户实施两部制电价。随着电价改革的深化，两部制电价的实施范围将会逐步扩大。

Liaoning Sheng dianli gongye

辽宁省电力工业 (electric power industry in Liaoning Province) 辽宁省是中国东北地区南部的沿海省份，南部辽东半岛插入黄海与渤海之间，并与山东省遥相呼应，西南与河北省相接，西北与内蒙古自治区相邻，北与吉林省毗连，东南与朝鲜隔江相望。辽宁省面积14.69万km²，2012年末常住人口为4389万人。辽宁省是东北地区的经济、政治和文化中心，是中国重要的工业基地之一，东北地区电力负荷中心。

辽宁省一次能源消耗中有70%为煤炭消耗，85%以上的电力来自于火力发电。辽宁省内水能资源开发潜力较大，发电用煤产量逐年下降。辽宁省海岸线长，利用海洋能资源（潮汐能）具有一定优势；风能资源较丰富，具有开发可再生能源的较大潜力。

辽宁省电力工业始于1890年。该年，清政府为解决北洋水师检修舰船照明，在旅顺建设了船坞电灯厂。到1949年末，辽宁省拥有发电容量43.2万kW，年发电量8.05亿kW·h。当时最大的抚顺发电厂，残存发电设备容量仅9.4万kW。

电源建设 1952年和1953年，分别在阜新和抚顺发电厂安装了中华人民共和国成立后中国第一台2.5万kW机组和5万kW机组。1960年建成发电装机容量65万kW的辽宁发电厂，成为当时中国最大的发电厂。1972年建成发电装机容量40万kW的朝阳发电厂，安装了中国第一台国产20万kW机组，标志着大容量、高参数火电机组开始在辽宁电网出现。1984年，全部建成130万kW的清河发电厂，成为当时中国最大的火力发电厂。“七五”（1986～1990年）计划以后，相继建成了120万kW的锦州发电厂、铁岭发电厂，140万kW的华能大连发电厂，70万kW的华能丹东电厂，60万kW的华能营口电厂，以及40万kW的沈海热电厂。20世纪90年代末绥中电厂引进俄罗斯2台80万kW机组。

“十一五”期间（2006～2010年），辽宁省在继续发展火电的基础上，加快推进核电、水电等清洁能源建设，积极发展热电联产，加强风能、太阳能、生物质能等可再生能源的开发利用，改变过度依靠火电的状况。大唐国际锦州60万kW供热机组、国电集团康平120万kW电厂、华能营口66万kW供热机组、调兵山煤矸石30万kW机组等项目陆续竣工投产。2010年7月，东北地区第一座核电厂红沿河核电二期基础工程开工。2010年底，当时中国最大的单体风电场——华能阜新二期风电场200台机组并网发电，装机容量达30万kW。

截至2012年底，辽宁省发电装机容量（含绥中电厂、界河水电站）为3807万kW。其中火电3058万kW，占80.32%；风电476万kW，占12.5%；水电272万kW，占7.14%。辽宁省发电量1488亿kW·h，其中水电发电量64亿kW·h，火电发电量1345亿kW·h，风电发电量79亿kW·h。

电网建设 1953年，辽宁省建成中国自行设计施工的第一条220kV松（丰满）东（东陵）李（李石寨）输电线路。到20世纪80年代初期，辽宁电网已建设成为以220kV输变电系统为主体网架、联系较为紧密的大电网。1985年，中国第一条自行设计、自行安装全套国产设备的500kV元（宝山）锦（锦州）辽（辽阳）海（海城）超高压输电线路投入运行，到1998年又先后建成500kV辽（辽阳）沙（沙岭）、东（吉林东丰）辽（辽阳）线路、第二回元锦辽超高压线路，以及500kV锦州董家、辽阳、沙岭、大连南关变电站。2006年，“静止无功补偿器核心技术的研究及应用”项目获国家电力科学技术进步奖二等奖，辽宁省鞍山红一变电站（见图1）是其依托项目。“十一五”（2006～2010年）期间，辽宁电网建设投资比“十五”（2001～2005年）增长81%，基本相当于再造一个辽宁电网。“十一五”（2006～2010年）期间，呼伦贝尔—辽宁±500kV直流工程于2010年9月竣工投运，辽宁中南部500kV双环网建成，基本形成500kV主干网架，供电安全可靠性大幅增强，彻底解决了“拉闸限电”问题。到2011年，省间500/220kV电磁环网全部实现解环运行，呼伦贝尔地区新建的300万kW电源直送辽宁负荷中心，东北地区已形成国家电网公司系统第一个大容量、交直流混联、远距离输电系统。500kV瓦房店输变电工程及220kV联网工程建成投运，进一步增强了辽宁电网中南部环网运行的可靠性。220kV奎德素工程投产，实现了与蒙东地区省际断面解环运行。



图1 辽宁省鞍山红一变电站（安装了中国第一个电网静止无功补偿装置）（国家电网公司 提供）

截至2012年底，辽宁电网拥有（含国家电网公司总部、东北电网公司、辽宁省电力公司全资及控股资产）500kV交流变电站21座（含开关站1座），变电容量3730万kV·A；±500kV直流换流站2座，换流容量1060万kV·A；500kV交、直流线路回长6869km；220kV变电站184座（含开关站7座），变电容量6105万kV·A，220kV线路14 674km。2013年辽宁电网主接线图见图2。

用电状况　辽宁省是东北电网的负荷中心，用电负荷占东北地区电力负荷的 1/2。同时，辽宁省也是中国最大的受端电网，每年有超过 1/4 的电量来自区域外。2012 年，辽宁省全社会用电量达到 1899.88 亿 kW·h，其中第一产业用电量为 26.59 亿 kW·h，第二产业用电量为 1449.97 亿 kW·h，第三产业用电量 223.28 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 200.03 亿 kW·h。辽宁省电力公司售电量 1547.81 亿 kW·h，同比增长 2.29%，综合线损率 6.01%。

电力体制　1948 年 7 月，东北电业管理总局在哈尔滨成立，对东北各省解放区的电力工业实行集中统一管理。1948 年 11 月 2 日，辽宁省各地电业全部由东北电业管理总局接管。1953 年 3 月，东北电业管理总局改由东北人民政府工业部领导，更名为东北电业管理局。1952 年 12 月，东北电业管理局改为隶属于燃料工业部，更名为燃料工业部东北电业管理局。1955 年，电力工业部成立，东北电业管理局隶属电力工业部，更名为电力工业部沈阳电业管理局。

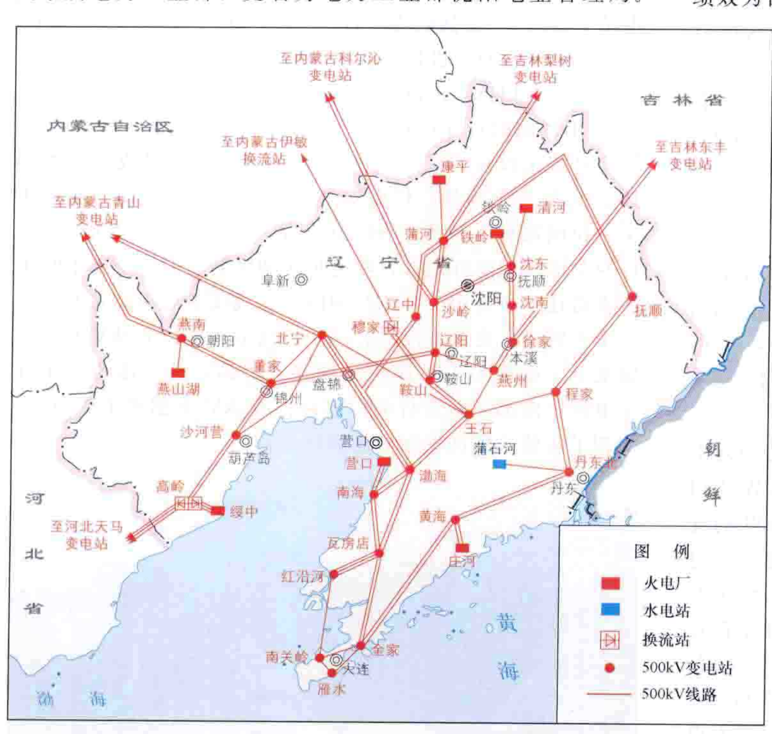


图 2　辽宁电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

1958 年 1 月，辽宁省电业局成立，负责管理辽宁、吉林两省的电力工业。1958 年 7 月，水利电力部成立辽吉电业管理局，负责管理两省的电力生产和建设工作。1961 年 8 月，成立东北电业管理局，同时在沈阳成立辽宁省电业管理局，负责分管辽宁省电力企业。1962 年 4 月，撤销辽宁省电业管理局，并将其所属机构收归东北电业管理局直接领导。1976 年 10 月，东北电业管理局成立辽宁省电力工业局，负责管理辽宁省电力企业管理。1977 年 4 月，辽宁省电力工业局撤销。1979 年 3 月，东北电业管理局划归电力工业部领导，更名为电力工业部东北电业管理局。1982 年 3 月，东北电业管理局改由水利电力部领导，更名为水利电力部东北电业管理局。1988 年 4 月，能源部成立，东北电业管理局隶属能源部领导，更名为能源部东北电业管理局。1989 年 12 月，能源部在沈阳成立中国东北电力总公司，对东北电网负完全责任。1993 年 1 月成立了东北电力集团公司，与东北电业管理局一套机构、两块牌子。1999 年 3 月，东北电力集团公司改组为国家电力公司东北公司，同时组建了辽宁省电力有限公司，成为国家电力公司的全资子公司。2001 年 11 月，辽宁省电力工业局撤销。2002 年电力体制改革后，辽宁省电力公司成为国家电网公司的全资子公司。

辽宁省电力有限公司以建设运营辽宁电网为核心业务。截至 2012 年底，辽宁省电力有限公司所属单位 31 个，其中供电公司 14 个、检修分公司 1 个、建设类单位 1 个、培训中心 3 个，科研类单位 3 个、职工医院 1 个，其他单位 8 个。

liuchengguanli

流程管理　（business process management）　以规范化地构造端到端的业务流程为中心，以持续提高组织业务绩效为目的的系统化工作。流程管理不一定要彻底地重新设计业务流程，而是应该规范地对流程进行设计、改进或保持。

流程管理的层次　按照流程管理的深入程度，分为流程规范、流程优化和流程再造。

流程规范　整理企业流程，界定流程各环节内容及各环节间的交接关系，形成业务的无缝衔接，适合于所有企业的正常运营时期。

流程优化　流程的持续优化过程，持续审视企业的流程和优化流程，不断自我完善和强化企业的流程体系，适合于企业的任何时期。

流程再造　重新审视企业的流程和再设计。适合于企业的变革时期与企业的变革阶段。

电力企业流程管理　主要体现在针对各种主要业务的流程管理，包括财务管理、人力资源管理、客户关系管理、物资管理和电力企业设备管理等。

（1）财务管理。遵循一般企业的管理原则，在一定的整体目标下，涉及资产的购置（投资）、资本的融通（筹资）、经营中现金流量（营运资金）及利润分配的各种行为活动。

（2）人力资源管理。遵循一般企业的管理原则，即在经济学与人本思想指导下，通过招聘、甄选、培训及报酬等管理形式对组织内外相关人力资源进行有效运用，满足组织当前及未来发展的需要，保证组织目标实现与成员发展的最大化。

（3）客户关系管理。电力企业客户群相对稳定，但是客户要求较高，特别是对于部分高需求客户，一旦发生意外事故将对其造成很大影响。因此，需要不断加强与顾客交流，不断了解顾客需求，并不断对电能质量及电力服务进行改进和提高以满足电力客户的需求。

（4）物资管理。在电力企业管理中占有极其重要的地位，集中合理地物料采购有利于降低生产成本，及时准确的物料需求计划有利于节约采购资金，精确完善的库存管理有利于加速资金周转，精细化标准化的物料管理有助于增加企业盈利。

（5）设备管理。可分为初级设备管理和高级设备管理，

初级设备管理是运用设备登记、维修管理、库存控制、状态评估、资源管理和定义服务水平等手段以建立备选方案和长期现金流预测进行设备管理；高级设备管理是运用预测模型、风险管理和优化更新决策技术以建立设备寿命周期备选方案和相关的现金流预测进行设备管理。

Longyuan Dianli Jituan Gufen Youxian Gongsi

龙源电力集团股份有限公司 （China Longyuan Power Group Corporation Limited） 简称龙源电力。中国从事新能源开发的电力企业，隶属于中国国电集团公司，总部位于北京。龙源电力成立于1993年1月，其前身为龙源电力集团公司。2009年7月9日，龙源电力集团公司正式改制为龙源电力集团股份有限公司。2009年12月10日，龙源电力在香港成功上市，首次募集资金177亿元人民币，创下中国电力企业境外首次公开发行股票融资额最大、市盈率最高等多项第一。龙源电力本部设有15个部门。

龙源电力致力于发展风能、太阳能、生物质能、潮汐能、地热能等新能源发电。截至2012年底，龙源电力控股装机容量为1269.8万kW，其中风电1054.4万kW，火电187.5万kW，其他可再生能源约16万kW，包括光伏发电12.9万kW、生物质发电2.4万kW、潮汐能发电0.39万kW、地热发电0.2万kW。形成了以风力发电为主导，太阳能发电、潮汐能发电、生物质发电、地热发电等多元并举的发展格局。2012年，龙源电力实现营业收入185.88亿元，利润总额36.67亿元，归属股东净利润25.93亿元，资产总额达到1078.39亿元。

龙源电力2006年底风电装机容量突破50万kW；2007年突破100万kW；2008年突破200万kW；2009年突破400万kW；2010年底达到655.6万kW；2012年底达到1054.4万kW，居亚洲第一位，世界排名第二。

龙源电力构建了可再生能源发展研究、风电前期开发技术服务、风电工程咨询设计、风电工程及设备采购管理、风电场运行监控、风电场检修及技术服务、风电场备品备件管理、清洁能源机制开发服务、风电职业技术培训、风电行业公共服务平台等风电发展十大技术服务支持系统，并获国家能源局授牌成立“国家能源风电运营技术研发中心”。

截至2012年底，龙源电力风电储备容量约为6300万kW，相当于3个三峡水电站的装机容量。2010年9月28日，龙源如东海上（潮间带）试验风电场（见图1）16台机组、3.2万kW容量全部投产发电，实现全球潮间带风电零的突破；2011年底，建成如东13.1万kW海上（潮间带）风电场，成为中国最大海上风电场。

2010年龙源电力建成投产西藏羊八井、青海格尔木两个项目；2011年光伏产业发展明显提速，投产了青海格尔木一期和二期、甘肃张掖3个光伏项目，光伏发电装机容量累计达到7万kW。浙江温岭江厦潮汐试验电站（见图2）为龙源电力所有，安装了5台双向灯泡贯流式机组和1台新型灯泡卧轴贯流式水轮发电机组，装机容量3900kW，规模居亚洲第二、中国第一。



图1 江苏如东潮间带试验风电场（中国国电集团公司 提供）



图2 浙江温岭江厦潮汐试验电站（中国国电集团公司 提供）

龙源电力先后在西藏羊八井投资建设两期地热发电项目。其中1000kW新型地热发电是国家级科技项目，该项目安装一台双螺杆膨胀动力机，是中国拥有自主知识产权的高新技术产品。西藏羊八井1000kW新型地热二期工程已于2010年底投产发电。

龙源电力控股火电装机容量为187.5万kW，其中江阴苏龙发电有限公司121.5万kW，南通天生港发电有限公司66万kW。

龙源电力设立了龙源加拿大可再生能源有限公司和南非、美国、匈牙利3个海外项目筹建处。2011年7月13日，与加拿大梅兰克森电力公司成功签署了10万kW的风电项目收购协议，成为中国第一个在境外投资新能源项目的国有发电企业。

lüse zhaoming

绿色照明 （green lighting） 见节电。



meitan hetong guanli

煤炭合同管理 (coal contract management) 企业对以自身为当事人的煤炭合同依法进行订立、履行、变更、解除、转让、终止，以及审查、监督、控制等一系列行为的总称。其中订立、履行、变更、解除、转让、终止是煤炭合同管理的内容；审查、监督、控制是煤炭合同管理的手段。煤炭合同管理必须是全过程、系统性和动态性的。

合同订立前的前期调查 主要包括：①主体资格方面的法律文件；②交易公司的背景和相关历史；③交易公司的运营状况；④交易公司的信用信誉情况；⑤交易公司的资信。

合同的订立 动态的缔约过程和静态合同成立的结合。中国合同订立的基本原则是平等自愿、公平守法、诚实守信。动态的合同成立需要一个从协商到一致的过程，这个过程包括要约邀请、要约、承诺等过程。①要约邀请，希望他人向自己发出要约的意思表示（招标公告、拍卖公告、商业广告等）；②要约，希望和他人订立合同的意思表示（发价、报价等）；③承诺，是受要约人同意要约的意思表示（中标通知书等）。

合同的执行 步骤包括：①合同签订之后，由经办人负责全过程的执行，经办人要做到对合同内容的每一个细节有充分了解。须密切关注合同履行情况，发现问题及时处理、汇报。②当合同在执行过程中出现任何重大事实情况时，经办人应及时汇报并征求律师的意见，以寻求对策。③合同执行完毕后，相关资料由经办人及时交档案保管部门人档。经办人要对入档材料的真实性负责。

meitan jiliang guanli

煤炭计量管理 (coal measurement management) 煤炭计量部门对所有测量煤炭的手段和方法，以及获得、表示和测量结果的条件进行的计划、组织、协调、控制等活动。其职能是保证煤炭计量装置的准确、可靠、客观和正确，包括火车运输计量、船舶运煤计量、入炉煤计量等。

火车运输计量 普遍采用轨道衡。轨道衡计量需注意：①收煤单位所用的轨道衡必须有半年以内的衡检合格证。②车皮自重以标记自重为准。③轨道衡分动态和静态两种。动态过衡与静态过衡称量的质量是有误差的。动态过衡时车辆通过速度越快，误差越大，因为质量与速度有关。相对而言，静态过衡比动态过衡准确，慢速过衡比快速过衡准确。因此，动态过衡都有限速规定，在实际操作时必须严格控制。④衡器存在公差。由于煤矿与电厂之间的供煤量大，由公差引起的累积误差较大，因此对轨道衡的维修管理十分重要，必须定期检衡，力求把公差控制在最小范围内。

按以上方法验收的结果，与原发质量（收煤款的质量）相比，多于原发质量的部分，为涨吨量；少于原发质量的部分，即为亏吨量。涨吨量由用煤单位补交价款和运费；亏吨量由煤矿退回价款和运费，用户可根据铁路的货运规则，要求铁路在煤车到站时与用户办理交接手续，凡是发生亏吨或涨吨的煤车，车站均应在当日内编制记录，交用户转交煤矿，作为涨、亏吨处理的主要依据之一。如无此记录，可能引起供需双方的争执。

船舶运煤计量 可以用码头电子皮带秤检斤，一般都通过查看水尺来换算载重。水尺表示吃水的标记，船舶的装货数量可以从水尺多少计量。水尺数标刻在船头、船尾及船中、左、右侧船壳上。通用的水尺有公制和英制两种。读取吃水时，看水面与数字相切的位置。当船只发生纵倾、首尾吃水差较大时，可向船方借用该船的静水力曲线图，以纵倾排水量修正曲线（或称纵倾1cm排水量变化曲线）修正。由于每种船的结构不同，电厂可向航运部门索取每种船只的载重标尺（水尺表），并按照船只水尺表上水尺高低核定的装载质量进行验收。

入炉煤计量 采用电子皮带秤。电子皮带秤的允许误差为0.5%，在运行状态下误差更大。按燃料管理相关条例规定，每月调整一次由于皮带秤允差引起的月误差量。其调整方法为：根据静态秤（允许误差0.1%）称取实物，校验电子皮带秤，以静态秤称量为准，调整电子皮带秤在运行状态下的正负误差值。入炉煤正确计量的目的主要是为了正确统计消耗的煤量，并以此计算每发电1kW·h所需的天然煤量。

meitan ziyuan

煤炭资源 (coal resources) 自然存在的可产生煤炭的固体矿物质储藏。煤炭是埋藏在地下的古代植物遗体经成煤作用后转变成的一种化石能源，简称煤。其主要成分为碳、氢、氧元素，用作燃料或工业原料。煤炭的碳含量越高，其等级和品质也相应越高。国际上按其总热值的高低把煤炭资源划分为硬煤、次烟煤和褐煤三类。硬煤是指总热值高于23865kJ/kg（5700kcal/kg）的煤炭，包括两个子类别：炼焦煤（焦炭主要用于高炉炼铁和铸造）；其他烟煤和无烟煤（主要用作燃料，被称为“动力煤”）。褐煤是指总热值低于17435kJ/kg（4165kcal/kg）的非炼焦煤。次烟煤则是指总热值介于硬煤和褐煤之间的非炼焦煤。煤炭是世界上最丰富的化石能源，通常以探明可采储量的储采比（年底可采储量与当年开采量之比）来衡量资源的保障程度。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》数据，2008年底世界化石能源探明可采储量的储采比，煤炭资源为128（年），天然气资源为54（年），石油资源为41（年）。


煤炭

世界煤炭资源 就地质年代而言，世界煤炭资源的99.9%储存在石炭纪、二叠纪、侏罗纪、白垩纪和第三纪。

就地理分布而言，北半球资源丰富，南半球资源较少。

据世界能源理事会数据，至2008年底，世界煤炭探明可采储量为8609.38亿t，其中，硬煤占47.0%，次烟煤30.3%，褐煤22.7%。美国、俄罗斯和中国是世界煤炭储量高度集中的地区（见表）：美国拥有可采储量2372.95亿t，占世界27.6%；俄罗斯1570.10亿t，占18.2%；中国1145.00亿t，占13.3%。其他各国煤炭可采储量均不足1000.00亿t。

世界各地区及部分国家煤炭探明可采储量

地区/国家	煤炭探明可采储量		分类煤炭探明可采储量（亿t）		
	数量（亿t）	占世界比例（%）	硬煤	次烟煤	褐煤
世界合计	8609.38	100.0	4047.62	2607.89	1953.87
其中：非洲	316.92	3.7	315.18	1.71	0.03
北美	2452.71	28.5	1128.35	999.73	324.63
南美	125.08	1.5	68.90	55.94	0.24
亚洲	2282.64	26.5	1450.06	373.67	458.91
欧洲	2650.27	30.8	701.75	1153.79	794.73
中东	12.03	0.1	12.03	0	0
大洋洲	769.73	8.9	371.35	23.05	375.33
部分国家煤炭探明可采储量					
美国	2372.95	27.6	1085.01	986.18	301.76
俄罗斯	1570.10	18.2	490.88	974.72	104.50
中国	1145.00	13.3	622.00	337.00	186.00
澳大利亚	764.00	8.9	371.00	21.00	372.00
印度	606.00	7.0	561.00	0	45.00
德国	406.99	4.7	0.99	0	406.00
乌克兰	338.73	3.9	153.51	165.77	19.45
哈萨克斯坦	336.00	3.9	215.00	0	121.00
南非	301.56	3.5	301.56	0	0
塞尔维亚	137.70	1.6	0.09	3.61	134.00

注：中东地区指地中海东部与南部区域，从地中海东部到波斯湾的大片地区。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

2008年世界煤炭产量以煤当量计为67.39亿t，其中，硬煤占77.5%，次烟煤占8.9%，褐煤占13.6%。分地区产量为：亚洲38.29亿t，占56.8%；北美11.41亿t，占16.9%；欧洲10.20亿t，占15.1%；大洋洲4.03亿t，占6.0%；非洲2.55亿t，占3.8%。

2008年主要产煤国家的产量及储采比为：中国27.82亿t，41（年）；美国10.62亿t，223（年）；印度5.16亿t，117（年）；澳大利亚3.98亿t，192（年）；俄罗斯3.27亿t，481（年）；南非2.51亿t，120（年）；印度尼西亚2.29亿t，24（年）；德国1.94亿t，209（年）；波兰1.44亿t，40（年）；哈萨克斯坦1.05亿t，320（年）；加拿大0.68亿t，97（年）；乌克兰0.60亿t，567（年）。

中国煤炭资源　储量丰富，分布面广，煤质较好，品种齐全，是最主要的化石能源。据中国1981年完成的第二次煤田预测资料，埋深在1000m以浅的煤炭总资源量为2.6万亿t。其中大别山—秦岭—昆仑山一线以北地区资源量2.45万亿t，占全国总资源量的94%；以南的广大地区仅占6%。在省区分布上，新疆、内蒙古、山西和陕西四省（区）占全国资源总量的81.3%，华东七省（市）占2.8%，东北三省占1.6%，江南九省（区）占1.6%。从煤种看，从低变质程度的褐煤、长焰煤到高变质程度的无烟煤、天然焦以及石煤，都有赋存。在已探明储量中，烟煤占75%，无烟煤占12%，褐煤占13%。其中，炼焦煤占32%，非炼焦煤占68%；原料煤占27%，动力煤占73%。动力煤主要分布在华北和西北，分别占全国总量的46%和38%。炼焦煤主要集中在华北，无烟煤主要集中在山西和贵州两省。

据国家统计局公布数据，截至2010年底，中国煤炭基础储量（指查明资源的一部分，是经过详查或勘探所控制的、探明的，并通过预可行性或可行性研究认为属于经济的、边际经济的部分，用未扣除设计和采矿损失的数量表述）2793.93亿t。按六大地区分，华北占60.18%，西北占14.19%，西南占9.23%，华东占6.62%，中南占5.23%，东北占4.55%。

中国是世界上煤炭产量最大、增长速度最快的国家。1949年仅产煤炭3243万t，1950年4292万t；1960年达到3.97亿t，1970年3.54亿t，1980年6.20亿t，1990年突破10亿t，2000年达到12.99亿t，2005年增加到23.50亿t；2010年32.35亿t，创历史最高年产量纪录。

中国煤炭产量的地区分布很不均衡。2010年产量的地区分布为：华北占46.18%，西北占16.84%，西南占11.17%，华东占10.32%，中南占9.14%，东北6.35%。

截至2010年底，中国煤炭基础储量的储采比为86（年）。六个地区中，储采比最高是华北103（年），其余依次为西北67（年）、西南65（年）、东北57（年）、华东51（年），最低是中南45（年）。

见一次能源。

Meiguo biaozhun xuehui

美国标准学会　（American National Standards Institute，ANSI）　美国国家标准的主要制定机构。

美国联邦政府主要管理技术法规（相当于中国的强制性标准）。美国标准学会是管理和协调美国国家标准的非营利性民间标准化团体，成立于1918年，总部设在纽约。成员包括专业学会、协会、消费者组织以及多个公司（包括外国公司）。美国标准学会是国家标准化的中心，各界标准化活动都围绕其开展。美国标准学会经美国联邦政府授权，是自愿性标准体系中的协调中心。其主要职能是：协调并指导美国的标准化活动；审核批准美国国家标准；代表美国参加国际标准化活动；提供标准信息咨询服务；与政府机构进行合作；就某些制定国家标准的领域进行标准化研究工作。

美国标准学会很少直接制定标准，其标准绝大多数来自各专业协会。各专业学会、协会团体可依据已有国家标准制定某些产品标准；也可制定各自的协会标准。美国标准学会将民间制定的标准中具有全国性影响的基础标准提升为国家标准，冠以美国标准学会代号。美国标准学会的标准是自愿采用的。美国认为，强制性标准可能限制生产率的提高。

Meiguo dianjia zhidu he zhengce

美国电价制度和政策 (electricity price system and policy in America) 美国电力企业所有制的形式复杂，包括联邦营、私营、独立发电商、地方公营和合作社营，各供电公司的销售电价制度和分类也各不相同。（见美国电力交易市场）

电价分类 进行电力改革后，美国在发、配、用环节引入竞争机制，以降低电价。美国电价可分为发电电价、输电电价和售电电价。

发电电价 美国各州的做法不同，有的州实行集中竞价、双边交易市场定价；有的州对发电价格进行管制，价格包括生产成本、资本成本和资本回报。

输电电价 电网将电能从发电厂安全地输送到用户而收取的费用。美国各州采取的输电定价方式不同，具有代表性的是宾夕法尼亚、新泽西和马里兰州电力交易市场（PJM）的节点边际定价及加利福尼亚州电力交易市场的区域定价。

（1）宾夕法尼亚、新泽西和马里兰州电力交易市场（PJM）输电电价。采用一部制容量电价，输电服务费率由市场运营机构事先按输电网络所有者的网络覆盖区域制定并公布。PJM 的输电服务包括点对点传输服务和网络综合传输服务。点对点输电服务按输电网所有者的网络覆盖划分区域，按每年、每月、每周及每天（分峰谷时段）分别制定容量费率；网络输电服务按输电网所有者的网络覆盖划分区域，以年度输电容量费率计价收费。PJM 利用节点边际价格（LMP）和固定输电权（FTR）对输电阻塞进行管理。节点边际价格是某个特定节点提供单位电能的增量引起的边际成本，考虑了发电边际成本和输电的网络约束。固定输电权是一种点对点、规避风险的金融工具。市场成员可预先购买固定输电权以获得补偿，其拥有的固定输电权收益按照其持有的价值比例进行输电阻塞收益分配，市场成员获得的输电阻塞收益不得大于其持有的固定输电权价值；若存在多余的阻塞收益，则按照持有固定输电权的数量比例或价值比例进行分配。

（2）加利福尼亚州输电电价。包括输电接入费、阻塞费和损失补偿三种类型。输电接入费（网络通过费）用来回收输电设备，包括全部网络和投资成本。输电阻塞费是通过区域边际电价确定的。区域边际电价是指相近边际成本母线的结合成区域，其电价是该区域内节点电价按负荷大小的加权平均值。损失补偿是指独立系统运营机构为弥补输电损失在实时市场进行交易的费用。

售电价格 美国执行三部制电价。美国的电价制度包括分时电价、季节性电价、可中断供电电价和生命线电价 4 种。

（1）分时电价。根据电网的负荷变化情况，将每天 24h 划分为高峰、平段及低谷等多个时段，对各时段分别制定不同的电价水平。分时电价包括两段制的分时电价和三段制的分时电价。两段制分时电价分为高峰和非高峰两个时段。三段制的分时电价包括高峰、低谷和平段三个时段。这种电价模式多用于工商业用户和居民用户。

（2）季节性电价。反映不同季节供电成本的一种电价制度，主要目的在于抑制夏、冬用电高峰季节负荷的过快增长，以减缓电力设备投资及降低供电成本。

（3）可中断供电电价。允许供电系统（单位）在必要时中断或减少对一部分用户的供电，并按合约给予用户相应补偿的制度。可中断供电电价制度利用用户用电的灵活性缓解供电紧张的状况，从而避免或减少昂贵备用设备和发电容量的扩容投资。这种电价制度主要用于工业用电用户。

（4）生命线电价。美国对低收入居民特殊照顾的一种电价。每月低于生命线用电量的用户按规定缴纳一个较低的电价；超过生命线用电量限额的用户，按合理电价收费；再超过某一用电量限额时，则按高于合理电价的价格收费。生命线电量是指由满足最低用电需求的设备的功率和每月的使用时间测算的用电量。

美国的电价管制 美国电力行业实行联邦和州两级监管体制。电力监管主要是针对私营的公用电力公司和独立发电商，其他电力企业则不受监管。

监管机构 负责电力行业经济性监管的联邦级机构主要是联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC），其他监管机构还包括美国核监管委员会和联邦环境保护署。州级监管机构是指州公用事业监管委员会。各州公共事业专员又共同构成了全国范围的公共事业监管委员会组织。上述两级机构分别制定的《联邦电力监管规定》和《公用事业法典》详细规定了包括电价制定等各方面的准则。

监管内容 主要包括核定电价、调整电价和电价监控三方面的内容。核定电价是指受监管的公共电力公司必须向监管机构提交详细的电力资费明细表。调整电价是指受监管的电力公司要求调整电价时，向监管机构提出调价申请，输电价格调整报联邦能源监管委员会，配电价格调整报各州公用事业监管委员会，由委员会组成审查小组对各项费用进行逐项审核。电价监控指联邦能源监管委员会的市场监控部门通过特定的计算机程序，每天对电价信息进行自动处理，计算出各地价格涨跌情况，并对异常价格进行调查处理。

Meiguo dianli gongye

美国电力工业 (electric power industry in the United States of America) 美利坚合众国，简称美国，位于北美洲大陆，北临加拿大，南与墨西哥毗邻，阿拉斯加州与俄罗斯隔海相望。国土面积 937 万 km^2，2011 年人口为 3.11 亿人。美国能源资源蕴藏丰富，根据英国石油公司统计数据，截至 2011 年底，其探明可开采储量，煤炭为 2373 亿 t，约占世界总储量的 27.6%；石油为 37 亿 t；天然气为 84 900 亿 m^3；据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，美国经济可开发水能资源量为 3760 亿 kW·h/a。

发展概况 1879 年，美国旧金山实验发电厂开始发电，是世界上最早出售电力的发电厂。1882 年 9 月，美国纽约珍珠街发电厂 [6 台直流发电机，总容量 900hp（约 670kW）] 向纽约市提供电力服务，标志着美国电力工业的形成。20 世纪 30 年代，美国已开始出现 20.8 万 kW 机组。50 年代后，由于电力需求增长，单机规模迅速扩大，115 万 kW 和 130 万 kW 的机组（坎伯兰，两台机组）先后于 1970、1972 年投运。60～70 年代中期，美国已广泛采用超临界压力机组。

1898 年，美国建成 33kV 线路 120km，1908 年建成了 110kV 线路，1923 年建成 230kV 线路，1937 年建成了全长

455km 的 287kV 输电线路，1954 年建成 345kV 输电线路，到 1969 年建成 765kV 输电线路。美国自 1970 年开始采用直流输电。随着电网不断互联，逐步形成了东部电网、西部电网和德克萨斯州电网三大互联电网。（见世界电力工业）

发电量及其构成　2011 年，美国发电量达到 4.349 6 万亿 kW·h，仅次于中国；其中火电占 69.84%，核电占 18.88%，水电占 7.92%，风电、太阳能等其他电源占 3.36%。1990 年以来，美国火电发电占比约 70%，核电发电占比约 19%，风电等其他能源发电占比逐年小幅增加。表 1 列出了美国发电量及其构成。

表 1　美国发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	32 186	71.41	19.00	8.98	0.61
2000	40 527	72.89	19.68	6.91	0.52
2005	42 944	73.34	18.88	6.94	0.84
2006	43 001	72.58	18.98	7.39	1.05
2007	43 498	73.19	19.23	6.33	1.25
2008	43 691	72.63	19.18	6.45	1.74
2009	41 844	70.87	19.84	7.11	2.18
2010	43 784	71.62	19.16	6.54	2.68
2011	43 496	69.84	18.88	7.92	3.36

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　截至 2011 年底，美国发电装机容量 105 530 万 kW，居世界首位，其中火电占 75.7%，核电占 9.61%，水电占 9.57%，风电、太阳能等其他电源占 5.12%。美国火电装机比重高于 70%，2005 年以来，火电装机占比呈下降趋势；核电是仅次于火电的第二大电源，但与水电装机总量相差无几；近年来，随着新能源的发展，风电、太阳能等非水可再生能源装机快速增长，在电源结构中的占比逐年提高。表 2 列出了美国装机容量及其构成。

表 2　美国装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		火电	水电	核电	风电及其他
1990	73 360	73.16	12.59	13.58	0.67
2000	81 262	75.08	12.17	12.04	0.71
2005	97 855	78.41	10.11	10.22	1.26
2006	98 696	78.24	10.06	10.17	1.54
2007	99 589	77.84	10.02	10.07	2.07
2008	101 127	77.31	9.87	9.96	2.86
2009	102 689	76.55	9.80	9.84	3.81
2010	104 100	76.23	9.70	9.72	4.35
2011	105 530	75.70	9.57	9.61	5.12

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电　2011 年美国火电装机容量为 79 883 万 kW；火电发电量为 30 377 亿 kW·h，占发电量的 69.84%。

截至 2010 年末，美国 250 万 kW 以上火电厂已达到 22 座。表 3 列出了美国主要火电厂（2010 年底）。

表 3　美国主要火电厂（2010 年底）

序号	电　厂　名　称	燃料	电厂容量（万 kW）	机组台数	电力公司名称	开始运行年份
1	帕里什（W. A. Parish）	煤、气	400.8	8	NRG 德克萨斯电力公司（德克萨斯州）	1958
2	舍雷尔（Scherer）	煤	356.4	4	佐治亚电力公司（佐治亚州）	1982
3	鲍温（Bowen）	煤、油	349.9	4	佐治亚电力公司（佐治亚州）	1971
4	芒果（Monroe）	煤、油	341.5	9	底特律爱迪生公司（密歇根州）	1971
5	吉布桑（Gibson）	煤	333.9	5	杜克能源公司（印第安纳州）	1975
6	马纳提（Manatee）	油、气	295.1	7	佛罗里达电力电灯公司（佛罗里达州）	1976
7	阿莫斯（Amos）	煤	293.3	3	阿巴拉契电力公司（西弗吉尼亚州）	1971
8	约翰孙威尔（Johnsonville）	煤、气	291.1	30	田纳西流域管理局（田纳西州）	1951
9	西部乡村能源中心（West County Energy Center）	气	284.2		佛罗里达电力电灯公司（佛罗里达州）	2009
10	巴里（Barry）	煤、气	284.2	11	阿拉巴马电力公司（阿拉巴马州）	1954

资料来源：美国能源信息管理署电力统计数据库。

煤电在美国电力工业中占有十分重要的地位，美国燃煤电站发电量约占美国总发电量的 43%，约占火电发电量的 62%。

21 世纪初以来，由于建设周期短和基建成本低等原因，美国独立发电商投产的电源主要是燃气电站。60～80 年代投运的常规燃气电站尽管设计带基荷，但 2000 年以后它们主要承担调峰任务。1980 年以后新建的燃气电站装机容量约 65%是联合循环机组，主要承担腰荷。2000～2010 年的 10 年间，美国新增装机容量约 2.3 亿 kW，其中约 1.8 亿 kW 是燃气电站，以燃气轮机为主，主要作为系统调峰电源。

2010 年，美国燃油发电装机容量约占美国总装机容量的 6%，发电量不到 1%。受油价影响，多数燃油电站用于调峰。美国 80%的燃油装机建于 1980 年前，2000 年以后基

本没有新增燃油电厂。

水电　位于威斯康星州的阿普鲁屯水电站是美国最早的水电站，于 1882 年 9 月建成投运，初期机组容量仅有 12.5kW。早期建设的水电站以引水式和径流式为主，以后逐步发展到有水库调节的中型和大型年调节或季调节水电站。到 2011 年末美国水电装机容量达 10095 万 kW，年发电量为 3447 亿 kW·h。

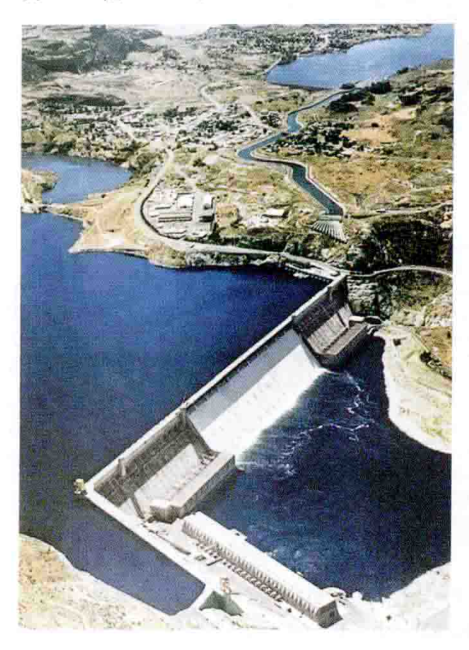


图 1　美国大古力水电站

美国水电分布不均，半数装机集中在华盛顿州、俄勒冈州和加利福尼亚州。到 2010 年底，美国 72% 的水电装机容量已超过 60 年。与其他电源不同的是，美国土地管理局等联邦实体在许多地方建设、拥有和运营水电设备。

美国最大的水电站大古力水电站（见图 1）于 1941 年开始投运，装机容量达 680.9 万 kW。最早的抽水蓄能电站于 1929 年在康涅狄克州投运，最初的容量仅为 700kW。截至 2010 年底，美国最大的抽水蓄能电站是巴斯康蒂抽水蓄能电站，装机容量为 300.3 万 kW。表 4 为美国主要常规水电站（2010 年底），表 5 为美国主要抽水蓄能电站（2010 年底）。

表 4　美国主要常规水电站（2010 年底）

序号	电站名称	现有装机容量（万 kW）	设计装机容量（万 kW）	坝高（m）	开始运行年份
1	大古力（Grand Coulee）	680.9	680.9	168	1941
2	约瑟夫酋长（Chief Joseph）	245.6			1956
3	罗伯特·摩西尼亚加拉（Robert Moses Njagara）	242.9			1961
4	约翰代（John Day）	216.0	216.0	64	1968
5	格伦峡谷（Glen Canyon）	131.2	129.6	216	1964
6	洛基河段（Rocky Reach）	130.0			1961
7	邦纳维尔（Bonneville）	109.3	109.3	60	1938
8	边界（Boundary）	104.0			1967
9	胡佛（Hoover）	103.9	207.9	223	1936
10	瓦纳庞（Wanapum）	103.8			1963

资料来源：美国能源信息管理署电力统计数据库。

表 5　美国主要抽水蓄能电站（2010 年底）

序号	电站名称	装机容量（万 kW）	水头（m）	机组数（台）	开始运行年份
1	巴斯康蒂（Bath County）	300.3	330	6	1985
2	路丁顿（Ludington）	187.2	107	6	1973
3	浣熊山（Raccoon Mt）	171.4	310	4	1978
4	卡斯泰克（Castaic）	127.5	328	6	1973
5	坏溪（Bad Creek）	106.5	324	4	1991
6	赫尔姆斯（Helms）	105.3	531	3	1984
7	布伦汉姆—吉尔博（Blenheim—Gilboa）	100.0	339	4	1973
8	诺斯菲尔德山（Northfield Mt.）	94.0	226	4	1972
9	落基山（Rocky Mountain）	84.8		3	1995
10	马迪伦（Muddy Run）	80.0	107	8	1967

资料来源：美国能源信息管理署电力统计数据库。

核电　截至 2010 年底，美国共有 65 座商业运行的核电厂，共计 104 台核反应堆，发电装机容量 1.014 亿 kW，约占美国装机容量的 9.6%。亚利桑那州的帕洛弗迪（Palo Verde）核电厂是美国装机容量最大的核电厂，共有 3 台核反应堆，装机容量 420.9 万 kW；内布拉斯加州的卡尔霍恩堡（Fort Calhoun）核电厂装机容量最小，只有 1 台 47.8 万 kW 的核反应堆，于 1973 年投运。

美国核电厂主要建于 1970～1990 年，20 世纪 80 年代后，随着电力需求增速的放缓、核电建设成本的提高、审批的日益严格，特别是 1979 年三里岛核电事故后，美国核电发展放缓。美国最近投运的核反应堆是 1996 年田纳西流域管理局的瓦茨巴（Watts Bar）1 号核反应堆。2000 年以来，美国没有新增核反应堆。基于对现有核反应堆的增容改造，核电装机呈现缓慢增长趋势，美国核电管制委员会（NRC）共批准了 600 万 kW 的增容改造计划。美国核电管制委员会核准的核反应堆运行寿命许可一般是 40 年，但经其评估和批准，可以延长运行寿命。截至 2010 年 12 月，美国约 60% 的核反应堆获得了 20 年的运行寿命延长许可，同时，美国也关闭了 19 台核反应堆。2011 年初美国强调将大力发展包括核能在内的清洁能源，3 月日本福岛核电事故后，美国表示大力发展核电的立场不会改变，并于 2012 年 2 月批准了美国南方电力公司 2 台 AP1000 核电项目。表 6 为美国主要核电厂（2010 年底）。

表 6　美国主要核电厂（2010 年底）

序号	电厂名称	电厂容量（万 kW）	反应堆数（座）	堆型
1	帕洛弗迪（Palo Verde）	420.9	3	压水堆
2	布朗弗里（Browns Ferry）	349.4	3	沸水堆
3	南德克萨斯工程（South Texas Project）	270.9	2	压水堆
4	奥科尼（Oconee）	266.7	3	压水堆
5	萨斯奎汉纳（Susquehanna）	259.6	2	沸水堆
6	布雷伍德（Braidwood）	245.0	2	压水堆

续表

序号	电厂名称	电厂容量（万 kW）	反应堆数（座）	堆型
7	拜伦（Byron）	245.0	2	压水堆
8	圭尔（McGuire）	244.1	2	压水堆
9	塞阔亚（Sequoyah）	244.1	2	压水堆
10	科曼奇峰（Comanche Peak）	243.0	2	压水堆

资料来源：美国能源信息管理署电力统计数据库。

风电　截至 2010 年底，美国风电装机容量 3913.5 万 kW，年发电量 946.52 亿 kW·h，约占发电量的 2.2%。2005～2010 年，美国风电装机容量年均增长 35%。2006 年以来，美国新增装机容量中，风电占 36%。2010 年以后，受经济衰退、政策调整的不确定性等影响，美国风电装机增速减缓。表 7 为美国风电装机容量和发电量。

输变电和电网　随着水、火、核电机组单机容量的增加及电厂规模的扩大，美国的输电电压也随之向高电压发展。1923 年首先采用了 230kV，此后又相继出现了 287.5、345、500、765kV 电压，并于 20 世纪 70 年代开始研究 1000kV 特高压输电。由于美国电网情况较复杂，又以私营为主，因而电压等级从 110kV 到 765kV 多达 8 级。交流输电最高电压为 765kV。1969 年 5 月，第一条 765kV 线路在美国投运。到 2011 年底，美国已建成 200kV 及以上输电线路 31.79 万 km，其中 400kV 以上的输电线路约 5 万 km。表 8 为 2011 年美国八大区域的 200kV 及以上线路。

表 7　美国风电装机容量和发电量

年　份	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
装机容量（万 kW）	237.7	870.6	1132.9	1651.5	2465.1	3429.6	3913.5
发电量（亿 kW·h）	55.93	178.11	265.89	344.50	553.63	738.86	946.52

资料来源：美国能源信息管理署电力统计数据库。

表 8　2011 年美国八大区域的 200kV 及以上线路（km）

区　域	交流（AC）				混合电压	直流（DC）			合计
	200～299kV	300～399kV	400～599kV	600kV 及以上		200～299kV	400～499kV	500～599kV	
佛罗里达可靠性协调委员会	11 453		1932						13 385
中西部可靠性组织	12 590	19 895	761		92	1496	1403		36 238
东北电力协调委员会	2549	8455		306	45				11 355
第一可靠性合作组织	14 409	27 245	4388	3582	14				49 638
东南电力可靠性协会	41 086	6106	15 326		43				62 561
西南联合电力系统	4636	8441	151						13 228
德克萨斯可靠性组织		19 876							19 876
西部电力协调委员会	68 870	17 168	21 717		312	85		3438	111 591
合　计	155 590	107 185	44 273	3887	507	1582	1403	3438	317 866

资料来源：美国能源信息管理署电力统计数据库。

美国自 1970 年开始采用直流输电，最长的直流输电线路是太平洋沿岸自北向南的太平洋联络线，全长 1361km。继太平洋联络线投运后，又建设了几条将煤电基地坑口电站电力送往负荷中心的直流输电线路。1977 年，在斯特加尔投运背靠背直流换流设备，以连接东、西两个系统，实现非同步联网。

美国的配电电压等级趋于提高。以 12kV 和 13kV 系统为主体代替以往的 4kV 系统，另外还有采用 33、34.5kV 和 69kV 电压等级的。家用配电方式一般采用一相三线的 120/240V 供电。

美国电网的发展，开始时是由私营和公营电力公司根据各自的负荷和电源分布组成一个个孤立的电网，随后在互利的基础上通过双边、多边协定或联合经营的方式相互联网，同步运行，逐步形成了美国的三大联合电网，即东部、西部和德克萨斯州联合电网。这三大联合电网之间通过直流实现非同步联网。此外，东部联合电网和西部联合电网分别与加拿大的几个地区电网联网运行，西部的加利福尼亚电网和南部德克萨斯电网与墨西哥电网连接。

1965 年美国东北部大停电后，美国政府建议成立一个组织，以提高电网运行的安全性。1968 年成立了国家电力可靠性协会，1981 年加拿大和墨西哥一些电力公司加入后改称为北美电力可靠性协会（North American Reliability Council，NERC）。北美电力可靠性协会由美国联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）于 2006 年 7 月 20 日认证为“电力可靠性组织”。2007 年 1 月，北美电力可靠性协会变更为北美电力可靠性公司（North American Electric Reliability Corporation，NERC），并以北美电力可靠性委员会（公司）（NERC Corporation）实体存在。北美电力可靠性委员会（公司）的使命是提高北美地区大电网的可靠性和安全性。主要工作包括：制定北美地区电网可靠性标准；监测北美区域电网运行情况；开展年度夏、冬季电力供需平衡情况评估，进行 10 年的电力供需预测；调查大电网故障；对电站所有者、运行机构和大用户用电行为进行审计；帮助培训电网调度员；对电网调度运行机构进行可靠性认证。作为电力可靠性组织，接受来自美国联邦能源管制委员会和加拿大政府的审计。下辖 8 家区域组织，即佛罗里达可靠性协调委员会（FRCC）、东南电力可靠性协会（SERC）、中西部可靠性组织（MRO）、西南联合电力系统（SPP）、东北电力协调委员会（NPCC）、德克萨斯可靠性组织（TRE）、第一可靠性合作组织（RFC）、西部电力协调委员会（WECC），见图 2。美国电力系统是联合电力系统而不是统一调度的电力系统。各电力公司通过各自的电力调度机构进行独立的运行调度。联合电网各公司之间通过合同协议方式，送受所议定的电力，建立紧急状况下的相互支援关系。美国电力系统运营上的最基本调度单位是控制区。以控制区为单位实现电力供需平衡。

为适应风电等可再生能源发电的快速发展，2000 年以来，美国加大了对电网的投资力度。2003 年美国能源部发

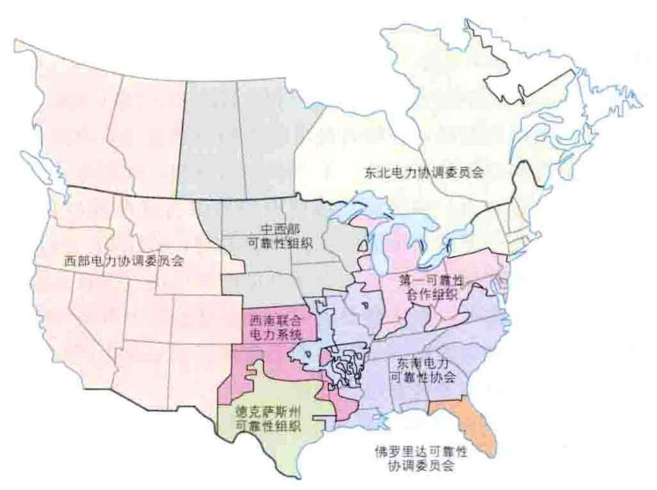


图 2 北美电力可靠性委员会（公司）所辖区域

布“Grid2030”设想，提出了未来美国电网发展愿景。2004年，美国发布《国家输电技术路线图》，同时启动电网智能化项目。2007年，美国国会颁布《能源独立与安全法案》，以法律形式确立了智能电网的国家战略地位。2009年，美国政府在经济刺激计划中提出为智能电网建设提供45亿美元的专项资金。

技术经济指标 1990～2010年，美国发电设备利用小时为4018～4744h，其中，核电设备利用小时最高，2000年以后超过7678h；火电设备利用小时较低，为3696～4842h，水电设备利用小时受降水影响，徘徊在3000h左右。美国线损率有所波动，总体呈下降趋势。随着火电技术进步和燃气联合循环机组的投运，美国火电供电煤耗呈下降趋势。美国电力工业主要技术经济指标见表9。

表9 美国电力工业主要技术经济指标

年 份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4107	4376	4744	4018	4320	4079	4206
其中：水电	3098	3081	2832	3013	2826	2964	2834
火电	3968	4190	4842	3696	4057	3771	3951
核电	5790	6767	8152	7678	8315	8220	8293
其他	4068	3526	3631	2970	2620	2419	2598
厂用电率（%）	5.86	5.83	5.82	4.81	3.95	5.00	5.05
线路损失率（%）	9.26	7.35	6.00	6.52	5.92	6.54	6.28
供电标准煤耗[g/（kW·h）]	373	368	369	359			

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册2012》。

用电构成 2010年美国总用电量为38 926亿kW·h。其中工业用电占总用电量的24.9%；商业、居民生活等用电占71.3%。2000年以来，美国工业用电比重总体呈下降趋势，而商业、居民生活等用电比重呈缓慢上升趋势。表10列出了美国用电量及其构成。

管理体制和机构 美国能源部成立于1977年，其主要职能是研究制定能源政策和规划，审核年度计划预算及监督评价计划执行情况等。美国联邦能源管理委员会是能源部下属的一个独立组织，主要负责各州间的天然气和石油管理和输送，电力资源的分配与输送，水电工程许可与安全监测以及与之相关的环境监测。美国各州政府不直接干预电力公司的日常业务，只监督和管制零售、趸售和交换电力的电价，审批和颁布电力建设许可证，以及核定有关证券的发行和销售等。

表10 美国用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	其他	交通运输业
1990	27 126	34.9	34.1	30.9	0.0	0.2
1995	31 358	36.2	33.2	30.4	0.0	0.1
2000	35 898	34.3	33.2	32.3	0.0	0.1
2005	38 114	26.7	35.7	33.5	3.9	0.2
2006	38 168	26.5	35.4	34.1	3.8	0.2
2007	39 218	26.1	35.5	34.1	4.1	0.2
2008	39 080	25.8	35.3	34.2	4.5	0.2
2009	37 248	23.7	36.6	35.5	4.0	0.2
2010	38 926	24.9	37.1	34.2	3.6	0.2

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

美国1992年通过能源政策法案，规定所有的电力公司必须提供输电服务。1996年联邦能源管理委员会颁布888号和889号法令，规定了互惠的开放准入输电服务价格和辅助服务价格，并且规定发电和输电必须从功能上分离，所有的发电商拥有同等的待遇。1999年联邦能源管理委员会颁布2000号令，明确了地区输电机构（RTO）的主要职责。要求地区输电机构具有独立性，与原隶属机构彻底分离，能够覆盖足够大的区域范围，对其所有的输电网有运行调度的权力，有责任维持电网的安全稳定。2005年，美国国会颁布了《能源政策法》，赋予美国联邦能源管理委员会对全美电力可靠性标准、对企业的市场行为进行更为广泛监管的职能，同时赋予联邦能源管理委员会一系列重要的执法权力。（见美国电力交易市场）

美国电力企业包括传统公用电力公司和非公用发电商。传统公用电力公司约3000多家，可分为投资者拥有的电力公司、市政和州电力公司及农村电力合作社。非公用发电商约1700多家，包括小型发电商、独立发电厂和热电联产商。美国联邦政府经营的电力管理局有田纳西流域管理局（TVA）、东南电力局（SEPA）、邦纳维尔电力局（BPA）、西南电力局（SWPA）和阿拉斯加电力局（APA）。此外，与电力开发建设有关的机构还有内务部的垦务局陆军工程师团以及农业部的农村电气化局。

科研机构 美国电力科研工作由各公用电力企业分别进行。为了协调科研工作，一些私营电力企业在1933年成立的爱迪生电气协会（EEI）中，设立了研究委员会，对某些有共性的项目进行研究，但缺乏统一规划和较大范围的协调管理。为此，1965年成立了电力研究委员会（REC）。1973年又成立了美国电力科学研究院（EPRI）。美国电力科学研究院在加利福尼亚州帕洛阿尔托、北卡罗来纳州夏洛特和田纳西州诺克斯维尔设有研究机构，其主要任务是组织、协

调并开展发电、输配电、用电等方面的统一规划和科研活动，以及核能发电、新技术开发利用、环境保护等方面的研究、科技信息的交流等。美国电力科学研究院现有700多个会员单位，其会员向全世界范围的发、输、配电机构开放，并在北美洲、欧洲、亚洲、南非和拉丁美洲设有派出机构。美国电力科学研究院为非营利机构，其经费的80%来自各公司按售电量提取的费用，另外20%来自受托科研项目的收费。

见世界电力工业。

Meiguo dianli jiaoyi shichang

美国电力交易市场 (electricity trading market in USA) 现代意义的美国电力交易市场始于20世纪90年代。以1992年新能源法案的公布，1996年联邦能源管理委员会 (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) 第888和889法令的颁布为主要标志，美国开始了以放松电力管制、在发电领域引入竞争、给用户选择供电者权利为主要特征的电力交易市场建设（见美国电力工业）。其原则是：在电力生产和供应的各环节开展竞争，实行输电网络开放，对输电网络服务和辅助服务分别制定统一的收费原则，确保对所有市场成员一视同仁。

市场监管 美国联邦能源管理委员会是美国能源部所属的独立管制机构，是电力交易市场的重要监管者。其主要职能是：负责发电侧和输电侧的监管，管制州际电力输送及批发电价；对私有、地方和州属的水电工程项目实行监管并颁发执照；管制州际的天然气运输及零售价格；管制州际石油的管道运输；监管相关的环境问题；监管会计、财务报告以及管辖内公司的行为。它还负责有关美国电力交易市场改革法律和法规的制定；负责有关许可证申请、价格规定、州际电力交易、电力批发、趸售电价管理、电力公司的互联、输电协议等方面的事务。总之，联邦能源管理委员会必须保证电力批发价格公平合理，不能给任何人以过分的优惠或歧视。

联邦能源管理委员会第888和889号法令的内容包括：①规定电网必须向使用者无歧视地开放；②制定统一的输电网收费原则；③建立开放的输电网络公共信息系统(OASIS)。其中第888号法令主要是说明输电网收费标准，要求电力企业对6项辅助服务进行成本分析，逐一定价，包括无功容量价格、备用容量价格等；第889号法令规定了发电厂必须与输电网分离、开放输电网络公共信息系统的标准和通信公约、发电厂与电网分开的具体要求。

交易模式 包括双边合同模式和电力库模式。双边合同模式是指电力生产者和电力购买者之间签订双边合同，并报系统调度运行部门。大部分情况下，双边合同是在调度部门的协助下达成的。调度部门只有建议权，最终还需双方签订合同。电力库模式是指将所有的电力汇总到电力库中，所有的购买者到电力库中购电，买者和卖者分别对电力库交易，不需要知道最终的交易方。有的电力交易市场同时存在双边合同和电力库两种交易模式。

美国部分州的电力交易市场由独立输电系统运营机构(ISO)运作，独立输电系统运营机构由联邦能源管理委员会监管。它的职责是保证电力安全地输送至用户，保证输电网络的可靠运行，并对使用者无歧视地开放。电力供应服务商 (energy service provider, ESP) 可以直接与独立输电系统运营机构签订合同，或通过计划协调员获得进入开放电力交易市场的输电通道，输电网络由独立输电系统运营机构负责运行。独立输电系统运营机构是否买卖电能，不同的州电力交易市场有不同的规定。

另外一些州通过电力交易中心（PX）和独立输电系统运营机构联合运作。各发电厂商必须将所有的发电电能售给电力交易中心。所有用户均从电力交易中心中购买所需的电能。电力交易中心通过独立输电系统运营机构传输电能。同时，电力交易中心还是地区配电公司（UDC）的计划协调员。电力交易中心的电力交易分为提前一天电力交易市场、小时电力交易市场及实时电力交易市场。交易内容包括电量交易和辅助交易。

市场运营 美国各州电力交易市场的改革实践与运营模式相差很大，最有代表性的是加利福尼亚州电力交易市场模式和宾夕法尼亚、新泽西和马里兰州电力交易市场（PJM）模式。

加利福尼亚州电力交易市场模式 加利福尼亚州（简称加州）是电力行业改革重组的先驱。早在20世纪80年代就已经开始酝酿建立电力交易市场。1996年8月，加州立法机构通过一项关于改革电力行业、引进电力零售竞争的1890号法案。随后，加州独立输电系统运营机构（ISO）成立，加州电力改革全面展开。1998年，电力交易中心（PX）和独立调度员同时开始运作，成为加州电力交易市场的核心。

（1）市场主体。市场参与者包括电力公司与发电公司、电力交易中心、计划协调者、独立输电系统运营机构、配电公司、零售商和用户。各实体的运营职能为：①电力公司与发电公司，加州三大电力公司PG&E、SCE和SDG&E拥有全州75%的电力，其余25%由地方公共事业部门提供。发电公司可直接售电给用户、经销商或电力联营公司，但所有交易必须通过计划协调者或电力交易中心进行。②电网公司，其任务是制订输电计划、维护电网运行和收取过网费。③计划协调员，负责协调和安排发电调度、输电通道预留；提交负荷预测结果及用户委托的次日或下一小时的交易计划；提供辅助服务支持；负责支付独立输电系统运营机构的费用及其他计划协调者间的交易结算。④电力交易中心，进行次日短期及超短期负荷预测、根据成员报价确定市场清算价、制订可行提前（次日或下一小时）交易计划、提交减轻或消除网络阻塞的电能调整量报价、负责双边市场和期货交易、市场结算或清算、市场信息管理。⑤独立系统运营商，系统调度保持发供电实时平衡和系统安全、执行电力交易中心制订的现货市场（日前市场、当日市场和一小时提前市场）交易计划、负责拥堵管理、根据计划协调者或电力交易中心提交的预测计划对辅助服务实行单一竞价拍卖。⑥配电公司，通过计划协调者或电力交易中心批发电量、提供本地输配电服务，并向用户供电、负责电能计量和电费收取。

（2）交易通道与机构协调。就独立输电系统运营机构、电力交易中心和计划协调者而言，计划协调者起着中间协调员的作用。电力交易中心制订的交易计划呈交独立输电系统运营机构，如通不过独立输电系统运营机构的安全验证，则将独立输电系统运营机构的建议方案递交计划协调者，由计

划协调者重新报价和计划，将约束内部化，再交由电力交易中心处理，反复数次，终可达成协议，并完成次日的基本交易计划。值得注意的是，在电力交易中心和独立输电系统运营机构负责的市场中，均采用单一拍卖机制决定电能、辅助服务和信息服务等产品的价格。就电能产品而言，电力交易中心采用单一拍卖机制，根据综合需求曲线和供给曲线的交叉点确定市场的清算价。

在实际电力交易市场中，电力交易中心和独立输电系统运营机构既要独立工作，保证业务和财务分开，又要保持密切合作协调，保证系统调度、电力平衡和各种交易的顺利完成。

宾夕法尼亚、新泽西和马里兰州电力交易市场（PJM）模式　美国最大的东部PJM电网根据自身情况选择了纵向整合模式，其特点是将电力交易中心和独立输电系统运营机构整合为一个实体，提供优化的日前中央调度，并采用著名的区域边际定价法，是美国第一家区域传输组织（RTO）。

（1）基本属性。作为区域传输组织的PJM，其覆盖的各州电力公司将发、输、配、供各环节进行功能性分离，把输电系统分离交给独立输电系统运营机构管理，产权仍归公司。PJM为输电系统运营者，不拥有输电资产，对输电线路和相关资产进行职能性管理；负责协调控制区域的电力传输和保证电力系统运行的可靠性；经营电力交易所；安排和调度电网内发电，提出区域输电计划，为市场参与者提供公平输电服务和竞争性电力交易市场；承担清算职能。电力公司对地区内不选择其他供电商用户的供电负责，电力公司和供电商任何时候都要保证用户的负荷要求。为反映PJM内部能力限制和潜在输电拥堵可能，在现货和一天期货市场都实行了分区边际定价机制，电网内任何节点的电能价格反映了为解决输电拥堵而重新调度发电的成本。通过灵活的固定输电权交易市场，可对因输电拥堵产生的成本进行对冲保值。

（2）治理结构。PJM实行会员制，其会员主要为：电力传输设备所有者、发电设施所有者、其他电力供应商、电力配送商、电力最终用户。每年要对会员和参与者进行严格信用评估。PJM实行双层治理结构，分别是完全由外部人员组成的董事会和由PJM会员组成的会员委员会。PJM治理结构设计的核心原则是确保运营独立和中立于所有市场主体的利益。

（3）运营。PJM运营的两个电力交易市场分别为隔天电力交易市场和实时电力交易市场。凡是PJM的会员都可以在两个电力交易市场进行电力买卖。根据隔天电力交易市场规则，电力供应商和购买商应提前一天向市场报其第二天每小时在特定产量区间愿意售电和购电的价格，买卖双方所报价格都是各自输入点和接入点的价格。PJM根据优化原则对接受点和输入点进行匹配，并计算出出清价格。如果输电网络不发生阻塞，那么输入点的价格就与接受点的价格相同。而传输线路发生阻塞时，接受点的报价高于输入点的报价，二者之间就会存在价差。此价差会形成PJM的收入，根据运营协议的规定，由于传输阻塞形成的收入要全部根据固定输电权进行分配。实时电力交易市场又称平衡市场。PJM依据隔天报价信息和实际电力供求每5min计算一次实时电力交易市场的出清价格。隔天电力交易市场被拒绝的电力供给方和需求方都可以参与到实时电力交易市场。PJM承担对双方的结算任务。

Meiguo Dongli Huiyi

美国动力会议　（American Power Conference，APC）

原为美国中西部动力会议（Midwestern Power Conference），1951年改为美国动力会议，由美国伊利诺斯州工业学院发起，由麻省理工学院、伊利诺伊州立大学等16所高等院校及电气与电子工程师学会（IEEE）、美国机械工程师学会（ASME）、美国土木工程师学会（ASCE）和美国化学工程学会（ASCHE）等9个学会共同组织的会议。

宗旨　组织学术交流和信息传播，讨论动力工业的综合性问题，核电、火电、火电厂水处理，水电、工业用动力及电力系统，计算机等问题。

机构　设主席、副主席（兼秘书长），领导组织委员会、议程协调委员会和工业委员会等。

活动　每年召开一次大会。参加会议的有美国部分大学、学会、制造厂、电力公司的专家、学者，同时还邀请国外专家、学者参加，与会人数有时多达数千人。

语言　英语。

出版物　《美国动力会议论文集》（每年出版一次）。

Meiguo Nengyuan Xinxi Guanli Shu

美国能源信息管理署　（Energy Information Administration，EIA）　隶属于美国能源部的统计机构，成立于1977年。

宗旨　开展独立的能源信息和数据收集、预测分析和发布工作，涵盖能源生产、库存、需求、进出口和价格等，以促进决策科学、市场高效，提高社会公众对能源及能源与经济、环境之间相互影响的认识。



美国能源信息管理署标志

机构　设署长、副署长各一名；下设能源统计、能源分析、通信、资源和技术管理4个业务部门。

活动　发布周、月、季、年度报告，包括能源生产、库存、需求、进出口和价格等各方面，同时对上述内容提出分析意见，并对当前关注的各种问题提出专题报告。每周报告包括石油、天然气和煤炭生产、消费与市场、天然气储备及最新报告。每月报告包括短期能源展望、天然气月报、电力月报及能源每月评论等。季度报告包括季度煤炭报告、美国铀生产季度报告等。年度报告包括国际能源展望、年度能源评论、天然气年度报告及煤炭年度报告等。专题报告包括能源价格、北极区石油和天然气生产、国家能源概况及区域性分析概要等。

语言　英语。

出版物　《年度能源展望》《年度能源评论》《天然气年度报告》《煤炭年度报告》《可再生能源年度报告》《电力年度报告》《国际能源展望》。

Moxige dianli gongye

墨西哥电力工业　（electric power industry in Mexico）

墨西哥合众国，简称墨西哥，位于北美洲南部，东临墨

西哥湾和加勒比海，西、南面临太平洋，北与美国、东南与危地马拉和伯利兹相邻，总面积 195.8 万 km^2，2011 年人口为 10915 万人。墨西哥的主要能源资源有石油、天然气、煤、铀、水能和地热，尤其是石油和天然气资源丰富。根据英国石油公司统计数据，截至 2011 年底，墨西哥的石油探明可采储量为 16 亿 t；天然气探明储量 3500 亿 m^3；煤的储量为 12.11 亿 t。据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，墨西哥技术可开发水能资源为 1350 亿 kW·h/a，经济可开发水能资源为 330 亿 kW·h/a。根据联合国统计数据，2009 年墨西哥铀资源理论探明储藏量 0.13 万 t。

发电量及其构成　2011 年，墨西哥发电量达到 2958 亿 kW·h：其中火电占 81.6%，核电占 3.4%，水电占 12.3%，地热能、风电、太阳能等其他电源占 2.7%。1990 年以来，墨西哥火电发电占比约 70%～80%，且呈上升趋势，核电发电占比不足 5%，风电及其他能源发电占比基本保持不变。表 1 列出了墨西哥发电量及其构成。

表 1　墨西哥发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	1158	72.8	2.5	20.3	4.4
2000	1965	75.9	4.2	16.9	3.0
2005	2436	81.2	4.4	11.4	3.0
2008	2589	78.3	3.8	15.1	2.9
2009	2610	83.0	4.0	10.2	2.8
2010	2711	81.2	2.2	13.7	2.9
2011	2958	81.6	3.4	12.3	2.7

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　截至 2011 年底，墨西哥发电装机容量 6160 万 kW，其中火电占 76.4%，核电占 2.2%，水电占 18.9%，地热能、风电、太阳能等其他电源占 2.5%。1990 年以来，火电装机占比呈上升趋势，比重高于 70%；水电是仅次于火电的第二大电源，但装机比例呈下降趋势；核电和其他能源发电的装机容量无明显变化，装机容量比重稳定。表 2 列出了墨西哥装机容量及其构成。

表 2　墨西哥装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	2827	67.2	2.4	27.9	2.5
1995	3585	68.2	3.7	26.0	2.1
2000	4052	70.7	3.4	23.8	2.2
2005	5107	74.7	2.7	20.7	1.9
2008	5831	76.1	2.3	19.7	1.9
2009	5970	75.9	2.3	19.3	2.5
2010	6229	76.6	2.2	18.7	2.5
2011	6160	76.4	2.2	18.9	2.5

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

电网　墨西哥高压输电线路的电压等级为：400、230、161kV 及 150kV；中压输电线路的电压等级为 138、115、85kV 及 68kV；低压配电线路的电压等级为 34.5、23、13.8、6.6、4.16kV 及 2.4kV。墨西哥高压输电线路见表 3。

表 3　墨西哥输电线路（km）

年份	400kV	230kV	161kV	150kV	合计
1995	10979	18532	456	445	30412
2000	13165	21598	508	0	35271
2005	18144	27148	475	0	45767
2008	20364	28093	547	0	49004
2009	20364	28138	547	0	49049

资料来源：墨西哥国家电力公司历年年报。

墨西哥电网分为北部电网、北下加利福尼亚电网、南下加利福尼亚电网和南部电网 4 部分。

墨西哥通过 9 条互联线路与美国电网互联，南部通过 1 条互联线路与伯利兹城互联。墨西哥与危地马拉间的 400kV 互联线路 2009 年 4 月投运，输送容量为墨西哥送危地马拉 20 万 kW，危地马拉送墨西哥 7 万 kW。

技术经济指标　1990～2010 年间，墨西哥设备利用小时为 3447～5044h，其中：火电设备利用小时为 3438～5483h；水电设备利用小时受降水影响，在 3500h 以内；核电设备利用小时在 4007～7916h 波动。由于电网老化，墨西哥线损率呈上升趋势。墨西哥气电比重超过 50%，厂用电率相对较低。墨西哥电力工业主要技术经济指标见表 4。

表 4　墨西哥电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4299	3447	5044	4944	4441	4373	4370
其中：水电	2989	2922	3439	2632	3415	2314	3274
火电	4724	3438	5483	5458	4565	4776	4610
核电	4351	4007	6023	7916	7182	7693	4307
其他	7320	7809	6808	7506	6759	5016	5047
厂用电率（%）	4.97	4.85	4.99	5.67	2.82	4.21	4.06
线损率（%）	13.02	15.10	14.71	16.62	17.17	17.06	17.10
供电标准煤耗[g/（kW·h）]	371	356	392				

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

用电构成　2010 年墨西哥国内总消费电量为 2153 亿 kW·h，其中工业 1225 亿 kW·h，占 56.9%；居民生活 494 亿 kW·h，占 22.9%；商业、服务业 209 亿 kW·h，占 9.7%；农业 86 亿 kW·h，占 4.0%；交通运输业 12 亿 kW·h，占 0.6%。表 5 为墨西哥用电量及其构成。

管理体制和机构　1960 年以前，墨西哥的电力是私营的。1960 年，根据一项宪法修正案，在私营电力公司基础上组建了墨西哥国家电力公司（Federal Electricity Commission），从事发电、输变电和配电一体化经营。成立了中央照明公司（LFC），为墨西哥城和邻近地区供电。

表 5 墨西哥用电量及其构成

年份	总用电量（亿 kW·h）	构 成（%）					
		工业	居民生活	商业、服务业	农业和渔业	交通运输业	其他
1990	1002	53.3	20.4	10.8	6.7	0.8	8.0
1995	1226	58.4	23.2	12.2	5.5	0.8	0.0
2000	1664	62.3	21.7	10.6	4.7	0.6	0.0
2005	1907	59.5	24.2	11.1	4.6	0.6	0.0
2006	1976	59.6	24.5	10.9	4.4	0.6	0.0
2007	2028	59.8	24.6	10.8	4.2	0.6	0.0
2008	2099	57.2	22.6	9.9	3.9	0.5	5.9
2009	2084	55.3	23.6	10.3	4.5	0.5	5.8
2010	2153	56.9	22.9	9.7	4.0	0.6	5.9

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

1993 年，墨西哥政府成立了能源管制委员会（CRE），对天然气和电力行业进行管理，但其职责仅涉及私营发电商（如颁发许可证、仲裁和电费研究等）。2009 年墨西哥国家电力公司收购了中央照明公司（LFC），规模进一步扩大。

墨西哥国家电力公司在墨西哥电力工业中处主导地位，不但是国内最重要的电力供应商之一，而且是政府能源规划的执行者。公司拥有墨西哥约 2/3 发电容量、全部地热发电和核电装机容量，同时拥有墨西哥国家电网，提供发、输、变、配电一体化服务。墨西哥国家电力公司拥有的输配电线路总长度超过 748 000km。每年公司所发电量的 99%供给国内市场，1%出口到国外。

见世界电力工业。



NOSA anquan wuxing guanli tixi

NOSA 安全五星管理体系 （NOSA five-star safety management system） 集安全、健康和环保于一体的企业综合安全风险管理系统。NOSA 是南非国家职业安全协会（National Occupational Safety Association）的英文缩写，现特指企业安全健康环保管理系统。NOSA 安全五星管理系统用星级表示评审结果，最高水平为五星。系统以风险管理为基础，强调人性化管理和持续改进的理念，注重于对未遂事件的预防和控制，是一种具有重要影响并被广泛认可和采用的企业综合安全风险管理系统。

NOSA 安全五星管理体系于 1951 年由国家（南非）职业安全协会创建，起初是专门针对人身安全而设计的一套比较完整的企业综合安全风险管理系统，作为评估矿山行业安全管理状况的一个标准，后来逐步发展成为评定企业安健环水平的综合管理系统。1987 年，国家（南非）职业安全协会开始对邻国提供服务。1995 年，中国广州抽水蓄能电站引进该管理体系。2001 年，国华电力有限责任公司引进该管理体系并实行。

评审内容 评审内容主要包含：①对安全、健康、环保三方面的风险管理的五大类 72 个元素进行综合评审量化。五大类 72 个元素包括建筑物及厂房管理类 11 个元素，机械、电气及个人安全防护类 17 个元素，火灾风险及其他紧急事故管理类 8 个元素，事故记录与调查类 5 个元素，组织管理类 31 个元素。②工伤事故率（DIFR），由工作导致或工作时所受到的损伤，使伤者无法或无法完全履行日常指定职务工作达一个或以上工作日次数。工伤事故率=工伤意外次数/员工全年工作小时。

评价标准 根据评审内容，评出企业管理水平所对应的等级。NOSA 安全五星管理评价标准见表。

NOSA 安全五星管理评价标准

星级	管理评价得分率（%）	工伤事故率（DIFR）
★★★★★（优）	≥91	≤1
★★★★（很好）	≥75	≤2
★★★（好）	≥61	≤3
★★（一般）	≥51	≤4
★（尚可）	≥40	≤5

管理流程 包括：①元素内容统计、辨识；②确定存在的风险；③进行风险评估；④建立控制风险的管理系统；⑤员工遵守系统要求；⑥执行和采取措施；⑦风险得到控制。

建立步骤 包括：①培训与宣传；②制定方针；③进行风险评估并提出控制措施；④建立管理系统；⑤组织实施；⑥执行管理系统并检查反馈意见；⑦持续改进。

Nanfang Dianwang Kexue Yanjiuyuan Youxian Zeren Gongsi

南方电网科学研究院有限责任公司 （China South Power Grid International Co.，Ltd.，CSPG） 简称南方电网科研院。中国南方电网有限责任公司的控股子公司，由中国南方电网有限责任公司和广东、广西、云南、贵州、海南电网公司共同出资，在原南方电网技术研究中心的基础上组建而成；2010 年 8 月 6 日正式成立。南方电网科研院作为“国家认定企业技术中心”“国家能源大电网技术研发（实验）中心”“昆明特高压国家工程实验室”的依托机构，拥有一支由中国工程院院士、新世纪百千万人才、千人计划人才、享受国务院政府特殊津贴专家等组成的高素质科研团队，硕士及以上学历员工占全部员工的 72%。

南方电网科研院设有系统研究所、直流输电技术研究所、电网仿真与控制技术研究所、高电压技术研究所、智能电网研究所、技术情报所等 6 个专业研究所。拥有技术监督中心、设备状态监测和决策支持中心、覆冰监测中心、雷电监测中心、技术情报中心、电能质量监测中心和电网仿真中心等 7 个技术支持中心，为南方电网生产运行提供技术支撑。

南方电网科研院负责为南方电网发展规划、工程建设，安全、经济、优质运行和信息化建设提供全方位、全过程的技术支持与技术服务，开展电网基础性、共性、前瞻性核心技术研发，承担国家级、省部级、行业及学术组织和中国南方电网有限责任公司系统重大课题的研究与实施。承担电网安全稳定评估、系统安全运行评估与仿真分析、电网规划设计和技术咨询服务、交直流输电工程的系统集成及科研示范工程项目建设等业务。

南方电网科研院的主要经营范围包括电网科学研究、技术开发、产品研发、设备制造、技术转让、技术监督、技术培训、技术咨询、技术服务、技术标准（规程、规定）编制、电网规划设计、科技项目评审、设备监造、调试及系统集成以及国内外技术交流与合作等。

南方电网科研院重点开展研究的领域，包括电力系统分析与规划技术、电力系统仿真及建模技术、电网安全稳定运行与控制技术、直流输电系统研究和工程集成技术、高电压技术、电网设备及其安全运行技术、智能电网技术等。拥有的国内外先进水平的核心技术包括：①大电网安全分析与控制领域，包括系统计算分析技术、电网规划技术、电网稳定控制技术、电网控制保护技术、电网自动化技术、电站自动化技术、电磁暂态技术和电力市场技术。②大电网仿真领域，包括仿真试验平台技术和电网运行实时仿真分析技术。拥有世界上规模最大的电网实时仿真（RTDS）平台。③直流输电领域，包括直流输电系统研究和工程集成技术、直流输电系统高电压应用技术、直流输电系统控制保护技术、直流输电系统电磁环境技术、柔性直流输电技术。

2004 年以来，南方电网科研院共承担了 800 多项科技项目，其中包括国家级科技项目 22 项。至 2010 年累计申请专利 113 项，获国家科学技术进步奖一等奖 1 项、二等奖 2 项，中国电力科技进步奖一等奖 2 项，省部级奖励 60 余项。在交直流互联电网安全稳定分析、安稳系统策略研究、直流输电工程关键技术研究与自主化实施、电网仿真技术研究、基于广域信息的多直流自适应协调控制技术、电网抵御极端天气灾害研究、分布式供能技术等领域取得了重要成果。

南方电网科研院在高压直流输电系统集成技术方面取得了重大突破，在国内首次实现了高压直流输电成套设计自主化，独立承担了依托工程"贵州—广州第二回直流输电工程"（控制保护实验基地如图所示）的系统研究、成套设计、测试和调试等核心工作，保证了工程的顺利投产和安全运行。"高压直流输电工程成套设计自主化技术开发与工程实践"荣获 2011 年度国家科学技术进步奖一等奖。



贵州—广州第二回直流输电工程控制保护实验基地
（中国南方电网有限责任公司　提供）

Nanfei dianli gongye

南非电力工业 （electric power industry in South Africa）

南非共和国，简称南非，位于非洲大陆最南端。国土面积 121.9 万 km^2。2011 年人口约 5000 万人。南非是非洲第一电力大国，发电装机容量、发电量、用电量在非洲均居前列，发电量占非洲的 2/3，向不少非洲国家输出电力。南非煤炭资源丰富，根据英国石油公司统计数据，截至 2011 年底，煤炭探明储量为 301.56 亿 t，但煤的品位较低，主要用于发电。南非铀资源较丰富，石油和天然气资源较少，可开发的水能资源极少。

发电量及其构成　2011 年，南非发电量达到 2596 亿 kW·h，其中火电占 93.8%，核电占 5.2%，水电占 0.8%，其他电源占比不足 0.2%。1990 年以来，南非火力发电占比稳定在 94% 左右，其他发电能源发电量占比无明显变化。表 1 列出了南非发电量及其构成。

装机容量及其构成　截至 2010 年底，南非发电装机容量 4306 万 kW，其中火电占 94.1%，核电占 4.3%，水电占 1.6%，几乎无其他能源发电。南非火电装机比重高于 90%，1990 年以来，火电装机占比呈上升趋势；其他电源建设均较为缓慢。表 2 列出了南非装机容量及其构成。

表 1　南非发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	1654	94.3	5.1	0.6	0.0
1995	1866	93.6	6.1	0.3	0.0
2000	2078	93.1	6.3	0.5	0.1
2005	2421	94.6	4.7	0.6	0.1
2008	2555	94.3	5.1	0.5	0.1
2009	2468	94.1	5.2	0.6	0.1
2010	2566	94.3	4.7	0.8	0.1
2011	2596	93.8	5.2	0.8	0.2

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表 2　南非装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		火电	核电	水电	其他
1990	2639	90.9	7.0	2.1	0.0
1995	3553	93.1	5.2	1.7	0.0
2000	3919	92.7	4.7	2.6	0.0
2005	4201	93.9	4.4	1.7	0.1
2008	4306	94.1	4.3	1.6	0.0
2009	4306	94.1	4.3	1.6	0.0
2010	4306	94.1	4.3	1.6	0.0

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

火电　南非火电装机绝大部分是燃煤机组，还有少量燃气轮机和柴油机组。南非燃煤机组从 20 世纪 60 年代的以 20 万 kW 容量机组为主，发展到 90 年代的以 60 万 kW 及以上机组为主。大型燃煤电厂多数建在煤矿区，属坑口电厂；同时由于南非境内河流少，火电厂取水困难，大型机组几乎全部采用空冷技术。其中肯达尔电厂、马尤巴电厂和马廷巴电厂是南非装机容量排前三位的空冷电厂。表 3 列出了南非主要火电厂。

表 3　南非主要火电厂

序号	火电厂名称	装机容量（万 kW）	机组容量×台数（万 kW×台）	燃料	开始运行年份
1	肯达尔	411.6	68.6×6	煤	1988
2	马尤巴	411	65.7×3，65.7×1，71.3×3	煤	1991
3	马廷巴	399	66.5×6	煤	1987
4	莱萨博	370.8	61.8×6	煤	1985
5	图图卡	365.4	60.9×6	煤	1985
6	杜　瓦	360	60×6	煤	1982
7	马特拉	360	60×6	煤	1981
8	克里耶尔	300	50×6	煤	1975
9	阿尔诺特	235.2	370×1，390×1，396×2，400×4	煤	1974
10	亨德里纳	196.5	200×8，195×1，170×1	煤	1970

资料来源：南非电力股份有限公司年报。

水电　南非境内河流稀疏，降雨量少，可开发的水能资源极少。截至2011年底，拥有装机容量在20万kW以上的常规水电站2座，20万以下的常规水电站4座，抽水蓄能电站2座，主要承担电网尖峰负荷。表4是南非主要水电站。

核电　南非的科布尔（Koeberg）核电厂是南非唯一、也是非洲大陆仅有的一座核电厂，位于开普敦附近的梅尔克沃斯托岛，发电装机容量184.2万kW，于1984年开始运行，承担基本负荷，2010年发电量121亿kW·h。

表4　南非主要水电站

序号	水电站名称	装机容量（万kW）	机组容量×台（万kW×台）	开始运行年份
1	加里耶普	36	9×4	1972
2	范德尔克洛夫	24	12×2	1977
3	德拉肯斯伯格（抽水蓄能）	100	25×4	1983
4	巴尔米耶特（抽水蓄能）	40	20×2	1988

资料来源：南非电力股份公司年报。

风电　科里布维（Klipheuwel）风电场是南非唯一的风电场，装机容量仅0.3万kW。

电网　南非电源中心位于东北部地区，负荷中心位于西南部地区，潮流分布以北电南送，东电西送为主，主要通过400kV输电线路为骨干线路构成的树形网络实现全国联网运行。南非电力股份有限公司（Eskom）负责运行南非的高压输电网。南非输电网电压等级包括交流765、400、275、220kV，以及直流533kV，其中以400kV和275kV为主。

截至2011年，南非输电线路总长度为2.879万km，其中，建有交流765kV输电线路1153km，400kV输电线路16913km，275kV输电线路7476km，220kV输电线路1217km，132kV输电线路996km，以及直流533kV（单极）输电线路1035km。

表5、表6分别给出了南非电力股份有限公司输电线路和变电容量。

表5　南非电力股份有限公司输电线路

年份		2000	2005	2008	2009	2010	2011
架空线（km）	765kV	870	1153	1153	1153	1153	1153
	533kV（直流）	1031	1035	1035	1035	1035	1035
	400kV	15039	15691	16190	16343	16582	16913
	275kV	7298	7245	7348	7390	7390	7476
	220kV	1239	1336	1333	1333	1333	1217
	132kV	984	946	1105	989	989	996
输电线路合计		26461	27406	28164	28243	28482	28790

表6　南非电力股份有限公司变电容量（万kV·A）

年份	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
变电容量合计	18864.4	20566.2	20566.2	20881.4	21577.6	21923.2	22339.8	23205.8
输电	11034.5	11844.5	11844.5	11863.0	122180.4	12286.0	12399.0	13000.5
配电	7829.9	8721.7	8721.7	9018.4	9359.6	9637.2	9940.8	10205.3

资料来源：南非电力股份有限公司历年年报。

技术经济指标　1990～2010年，南非设备利用小时为5307～6446h，其中，核电设备利用小时最高，2000年以后超过6000h；火电设备利用小时为5393～6663h。南非线损率有所波动，基本呈上升趋势。南非电力工业主要技术经济指标见表7。

表7　南非电力工业主要技术经济指标

年份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	6446	5307	5553	5830	5998	5795	6029
其中：火电	6663	5393	5493	5814	5956	5741	5984
核电	4145	5212	7063	6131	7060	6952	6568
其他				2304	2348	2304	2304
厂用电率（%）		6.84	6.04	5.64	5.85	5.88	5.62
线路损失率（%）			8.08	6.30	8.82	9.80	9.52
供电标准煤耗［g/（kW·h）］				361	368	368	371

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

用电构成　自2000年以来，南非工业用电比重呈逐年下降趋势，而居民生活、商业等用电比重呈缓慢上升趋势。2010年南非总用电量为2401亿kW·h，以工业用电为主。表8是为南非用电量及其构成。

表8　南非用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构成（%）					
		工业	居民生活	商业、服务业	农业和渔业	交通运输业	其他
2000	1927	68.5	14.9	8.9	2.1	2.8	2.8
2005	2273	61.1	16.3	11.9	2.4	2.4	5.9
2006	2279	62.7	16.7	12.2	2.5	2.5	3.4
2007	2384	62.0	17.3	12.6	2.5	1.5	4.2
2008	2322	63.6	17.3	12.6	2.6	1.5	2.4
2009	2301	60.6	17.5	12.7	2.6	1.5	5.1
2010	2401	59.9	17.4	12.7	2.6	1.5	5.9

资料来源：国际能源署历年《非经济合作组织能源统计》。

管理体制和机构　南非的电力工业始于1880年，随着金矿、钻石矿及煤矿开采规模的日益扩大，南非电力工业不断发展。1992年，政府通过电力法，1923年南非成立了供电委员会（Escom），对发输电进行垄断经营。1985年修改电气法后，将委员会形式的实体改为公司形式，1987年其简称改为南非电力公司（Eskom）。南非电力联盟成立于1995年，成员国包括南非、安哥拉、博茨瓦纳、莱索托、马拉维、赞比亚、民主刚果、莫桑比克、纳米比亚、斯威士兰、坦桑尼亚和津巴布韦。宗旨是形成统一的南部非洲电力市场，使各成员国电力公司降低发电成本，为成员国电网提

供可靠的电力供应。其中南非是主要的电力出口国。2010年，南非出口电力13.2亿kW·h。

2002年南非电力公司进行了股份制改造，更名为南非电力股份有限公司，由南非政府控股，通过贷款、发行债券和销售收入集资。南非电力股份有限公司的最高决策机构是电气委员会，由相关部长任命，成员包括用户团体代表、政府部门的专家和公司的总经理3部分。公司的业务执行机构是经营理事会，由理事长和9名理事组成，理事长由公司总经理兼任，公司各部门的负责人任理事。公司经营南非国内的发、输、配电业务，拥有和运营南非全国输电网和50%的配电网，不经营城市配电业务，主要是向地方自治体趸售电力，向周边国家输出电力，向大工业用户和农村地区直接供电。南非电力股份有限公司在非洲大陆乌干达、尼日利亚、马里以及英国伦敦设有办事处。南非电力股份有限公司和400多家市政电力公司负责运行和维护南非的配电网。2011年，南非电力股份有限公司拥有和运营的配电线路总长度为355 611km，向3000户工业用户、1000户矿业用户、49 000户商业用户和84 000户农业用户和400多万户居民用户直接售电。市政电力公司的用户数和售电量约占总用户数和售电量的60%和40%。市政配电公司一般在当地政府管辖的范围内向用户供电，而南非电力股份有限公司向偏远的地区供电。

Nanjing Shuili Kexue Yanjiuyuan

南京水利科学研究院 （Nanjing Hydraulic Research Institute） 简称南科院。始建于1935年，原名中央水工试验所，是中国最早成立的水利科学研究机构之一，2001年被确定为国家级社会公益类非营利性科研机构。主要从事基础理论、应用基础研究和高新技术开发，承担水利、交通、能源中具有方向性、关键性和综合性的科学研究任务，兼设水利部大坝安全管理中心、水利部应对气候变化研究中心、水利部基本建设工程质量检测中心、水利部南京计量检定中心。

南科院已发展为拥有30多个具有一定特色和优势的专业研究方向、在国内外具有重要影响的综合型水利科研院所。设有水文水资源、水工水力学、河流海岸、岩土工程、材料结构、大坝安全与管理、农村电气化、水利水文自动化等8个研究所和水利信息技术研究中心，并设有南科院勘测设计院、江苏南水土建工程公司、南京瑞迪高新技术公司、江苏科兴工程建设监理有限公司、江苏运达科工贸公司等研究开发机构。建设有水文水资源与水利工程科学国家重点实验室、水利部水科学与水工程重点实验室、港口航道泥沙工程交通行业重点实验室、通航建筑物建设技术交通行业重点实验室、水利部土石坝破坏机理与防控技术重点实验室、水利部水文水资源工程技术研究中心、水利部水工新材料工程技术研究中心、水利部水文水资源监控工程技术研究中心以及水利部农村水电工程技术研究中心等科技创新平台。

南科院占地面积超过53万m^2，已建成南京铁心桥水科学水工程试验研究基地和安徽滁州流域水文生态环境实验基地，拥有40多座试验大厅，实验室面积达12万m^2，各类仪器设备8000多台（件），藏有中、外文图书、资料和期刊32万卷册。公开出版《水利水运工程学报》、《海洋工程》、《中国海洋工程》（*China Ocean Engineering*）（英文版，国内外发行，EI全文检索）、《岩土工程学报》（EI全文检索）、《水科学进展》（EI全文检索）、《小水电》、《SHP News》、《水利信息化》等8种期刊。国际水文科学协会中国国家委员会、中国海洋工程学会、中国水利学会岩土工程专业委员会、中国水力发电工程学会高坝通航专业委员会、中国水力发电工程学会小水电专业委员会等办事机构设在南科院。

1978～2011年底，南科院获国家级奖励98项。2000年通过ISO9001质量体系认证。拥有水利工程、水电、港口河海工程、水文地质、岩土工程咨询甲级资质；水文、水资源调查评价甲级资质；规划环境评价资质；水运行业、工程勘察、水利行业、建筑行业等勘察设计资质；水利工程、水运工程、公路工程甲级监理资质；地基与基础工程、防腐保温工程专业承包等资质。南科院参与了中国几乎所有大型水电工程的科学研究工作，在水能资源系统配置与规划、枢纽与高坝水力学、水利水电工程泥沙、高坝建设技术、水工结构新材料等方面取得3000余项研究成果，技术研发与创新处于国际先进、国内领先的地位。

南科院与80多个国家和地区的高等院校和科研院所建立了良好合作关系并拥有直接进出口权；中国政府和联合国开发计划署联合在南科院设立了亚太地区小水电研究培训中心。南科院是中国首批相关学科博士、硕士学位授予权单位，设有水利工程一级学科博士点，岩土工程学科博士点和环境工程、材料学等12个学科硕士点，并设有水利工程博士后流动站。

NeiMenggu Zizhiqu dianli gongye

内蒙古自治区电力工业 （electric power industry in Inner Mongolia Autonomous Region） 内蒙古自治区（简称内蒙古）位于中国北部边疆，北与俄罗斯和蒙古国接壤。地跨东北、华北和西北，毗邻黑龙江、吉林、辽宁、河北、山西、陕西、宁夏、甘肃、新疆等省区。全区土地面积118.3万km^2，占国土总面积的12.3%，是中国第三大省区。2012年全区常住人口2490万人。

内蒙古煤炭资源丰富，保有储量3577.45亿t，居全国第一位，是国家重要的能源基地。水能资源总量为388.54亿m^3。风能资源十分丰富，年平均风速4～6m/s以上的地区面积占全区总面积的60%左右，年风能有效利用小时约4380～7800h，风资源总量8.98亿kW，可开发利用量1.5亿kW左右，居全国各省区首位。

内蒙古有电历史始于1903年。该年俄罗斯商人在胪膑（今满洲里市）开办电灯厂，装设40kW蒸汽发电机1台，以直流220V供电。至1949年中华人民共和国成立时，内蒙古境内先后建设了16座电厂，装机47台，容量2.099万kW，能维持生产运行的电厂只有海拉尔、扎赉诺尔、牙克石、扎兰屯、通辽、乌兰浩特、归绥、包头、萨县、丰镇和赤峰等11座发电厂，发电装机容量1.48万kW，当年发电量1666万kW·h，输电线路电压等级1.5～3kV。

电源建设　内蒙古建设大中型火电厂起步于“一五”计划期间（1953～1957年），从苏联引进设备并建设了国内首批高温高压发电厂——包头第一和第二热电厂。20世纪70年代以后，开始在大煤田附近建设大型坑口火力发电厂，到

2010 年先后建成托克托（发电装机容量 540 万 kW）、达拉特、元宝山、上都及岱海等 15 座发电装机容量超百万千瓦以上的发电厂，发电装机容量达 2675 万 kW，年发电量 12 449 223 万 kW·h。同时充分利用当地煤源兴建小火电厂，为网外边远地区和企业供电。

1978 年，内蒙古锡林郭勒盟风能利用研究所的组建，为内蒙古大范围、大规模开发利用风能资源奠定了基础。1989 年内蒙古第一批风力发电机组——苏尼特右旗朱日和风力发电场 5 台 100kW 风力发电机组并网投产发电，到 2012 年全区已建成并网风力发电场 181 座，发电装机容量 1693 万 kW，年发电量 284 亿 kW·h，风力发电已成为内蒙古第二大能源。发电装机容量和发电量分别占全国并网风力发电总量的 27.82%和 28.32%，风力发电上网电量 277.72 亿 kW·h，占内蒙古全社会用电量的 13.77%，较全国平均数高 11.75%。自 2006 年起，内蒙古并网发电装机容量、发电量、上网电量一直保持全国第一。

1994 年，由山西省、内蒙古自治区和水利部共同投资开发建设的黄河万家寨水利枢纽工程开工，也是内蒙古境内河流干流上修建的第一座大型水电站，发电装机容量 108 万 kW，其中 54 万 kW 装机容量属于内蒙古，其余外送山西省。主要用于电网调峰，首台机组于 1998 年 12 月并网投产发电。

2012 年末，内蒙古全区发电装机容量 7840 万 kW，年发电量 3344 亿 kW·h。其中水电装机容量 108 万 kW，年发电量 29 亿 kW·h；火电装机容量 6019 万 kW，年发电量 3029 亿 kW·h；风电并网装机容量 1693 万 kW，年发电量 284 亿 kW·h。

电网建设　内蒙古地域辽阔又呈狭长地形，东西直线距离 2400km，南北跨距 1700km。在 20 世纪 50 年代开始依地理位置和负荷分布形成了多个大小不等的电网，经过逐步扩建和改造，2005 年 9 月 26 日 11 时 48 分，内蒙古自治区蒙东电网和蒙西电网实现联网，形成了内蒙古西起阿拉善东至乌兰察布的 500kV 主网架和西起阿拉善盟的额济纳东至呼伦贝尔市满洲里的 220kV 电力大动脉，成为横贯全区 12 个盟市、覆盖 85 个旗县市、东西贯通的内蒙古自治区电网。

1987 年，内蒙古蒙西电网以一条 220kV 线路和华北电网联网，并开始向北京送电，在全国率先拉开“西电东送”的序幕。1995 年，蒙西电网第一条 500kV 外送通道丰镇—万全输电线路投产，2008 年东送华北第二通道 500kV 汗海—沽源输电线路投产，1987～2012 年内蒙古蒙西电网累计向北京送电量 4454.29 亿 kW·h。

应蒙古国的要求，1994 年，由二连市口岸开始向蒙古国的扎门乌德送电，在全国首次使电力进入国际市场。2004 年，内蒙古第二条向境外送电通道——锡盟东乌珠穆沁旗珠恩嘎达布其口岸至蒙古国东方省毕其格图口岸 10kV 线路工程竣工。到 2012 年底，二连和珠恩嘎达布奇两个口岸累计向蒙古国送电 5573.64 万 kW·h。

2012 年全区有 35kV 及以上输电线路 63 901km，35kV 及以上变电站 1638 座，变压器 2824 台、容量 13 662 万 kV·A。其中 500kV 线路 8099km，变电站 27 座、变压器 60 台，变电容量 3934 万 kV·A，220kV 线路 17 869km，变电站 194 座、变压器 401 台，变电容量 5370 万 kV·A，110kV 线路 17 869 条 26 294km，变电站 899 座、变压器 1505 台，变电容量 3649 万 kV·A，35kV 线路 11 811km，变电站 518 座、变压器 858 台，变电容量 709 万 kV·A。呼伦贝尔—辽宁±500kV 输电线路见图 1。



图 1　呼伦贝尔—辽宁±500kV 输电线路（呼唤　摄）

从 20 世纪 60 年代初，内蒙古开始以解决“无电”为主要内容的农村电气化建设，1992 年解决了最后一个无电旗县—苏尼特左旗的供电，1997 年实现了全部乡（苏木）通电，村（嘎查）和农牧户通电率均在 90%以上。2012 年全区县及县以下供电企业拥有 110kV 及以下供电线路 432 034.33km，变电站 1410 座、主变压器 2742 台，变电容量 3270.24 万 kV·A。其中 110kV 线路 12 376.33km，变电站 300 座、主变压器 447 台，变电容量 1499.84 万 kV·A，35（66）kV 线路 33 657km，变电站 1110 座，主变压器 2295 台，变电容量 1770.4 万 kV·A（其中 35kV 直流变压器 623 台，变电容量 7.79 万 kV·A），3～10kV 线路 205 420km，配电变压器 19.9 万台，变电容量 2946 万 kV·A，低压线路 180 581km。年用电量 421.65 亿 kW·h，占内蒙古全社会用电量的 20.91%。

2013 年，内蒙古电网主接线图见图 2。

用电状况　1953 年内蒙古全社会用电总量为 0.22 亿 kW·h，1990 年全社会用电总量为 120.52 亿 kW·h。到 2010 年全区全社会用电量 1536.80 亿 kW·h，向区外送电量 1064.58 亿 kW·h，其中送华北电量 711.97 亿 kW·h、送东北电网电量 337.56 亿 kW·h。向区外的送电量占自治区全社会用电量的比例达 69.27%。2012 年内蒙古全区全社会用电量 2016.78 亿 kW·h。其中第一产业用电量达 32.91 亿 kW·h，第二产业用电量达 1794.79 亿 kW·h，第三产业用电量达 87.55 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 101.53 亿 kW·h。

电力体制　1957 年 12 月 30 日，水利电力部内蒙古自治区电业局成立，受电力工业部直接领导。1960 年 12 月，内蒙古水利厅和内蒙古电力工业局撤销，合并成立内蒙古自治区水利电力厅。1963 年 5 月 14 日，撤销内蒙古水利电力厅，成立水利电力部内蒙古自治区电业管理局，由水利电力部和内蒙古自治区双重领导，以水利电力部为主。1987 年，内蒙古自治区人民政府批准内蒙古电业管理局从 1988 年开始实行“投入产出”承包经营。1992 年 8 月丰镇发电厂与中国建设投资（香港）有限公司签订了合作经营 3、4 号发

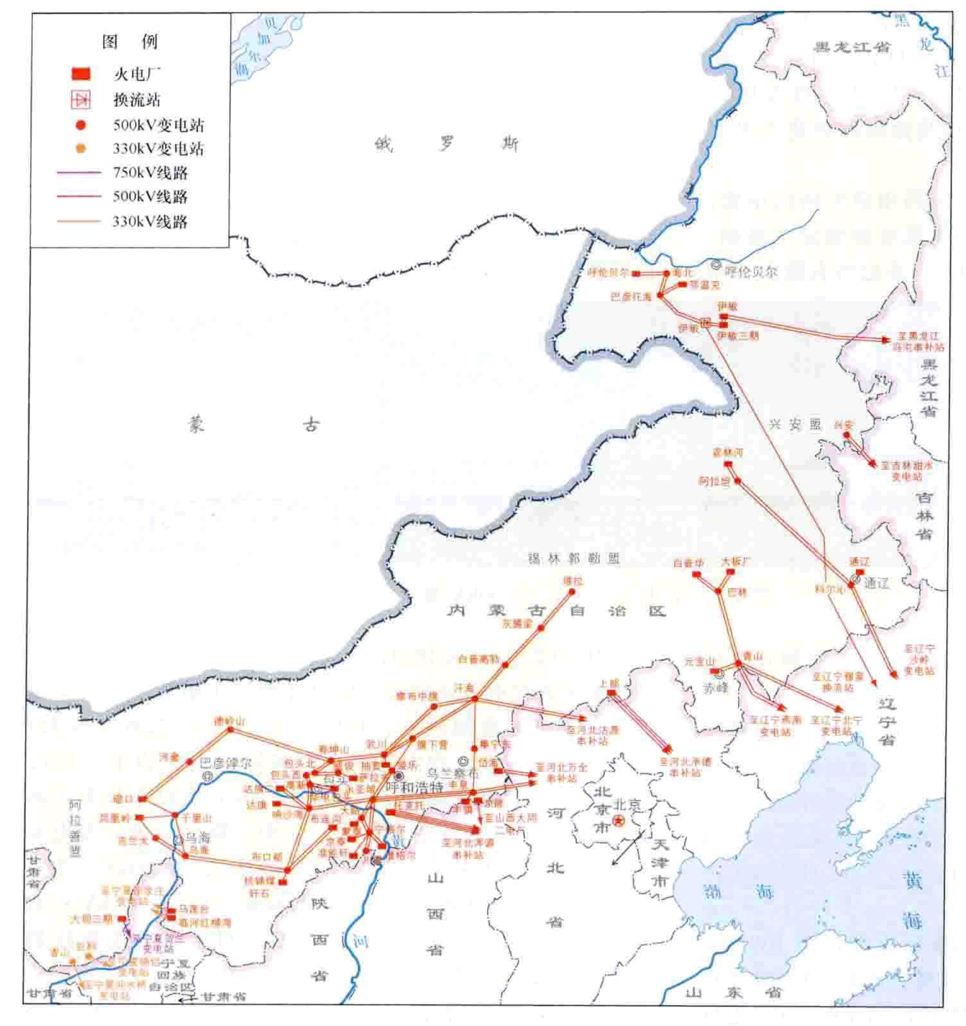


图 2　内蒙古电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

电机组的合同，全国第一家内地与香港合作的企业—丰镇电力开发有限公司成立；1993 年组建了定向募资的海勃湾发电股份有限公司，进行股份制试点；1994 年 1 月，内蒙古电力总公司、华能发电公司和华能内蒙古发电公司共同发起成立内蒙古蒙电华能热电股份有限公司。1994 年 5 月 20 日，包头第二热电厂在上海证券交易所上市，成为内蒙古自治区第一家上市公司。

1998 年 7 月 28 日，内蒙古自治区人民政府决定撤销内蒙古电业管理局，在原有机构基础上成立内蒙古电力（集团）有限责任公司，实行政企分开，建立法人治理结构，公司总部设在呼和浩特市。2002 年厂网分开，内蒙古呈现发电投资主体多元化格局。2006 年内蒙古电力体制进行再次改革，组建内蒙古蒙能能源投资有限公司。2010 年 5 月 6 日中国第一个电力多边交易市场——华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场正式启动运行。2010 年 12 月 14 日，内蒙古电力（集团）有限责任公司与蒙东电力有限公司在呼和浩特市签署了《呼伦贝尔市、兴安盟电网整体移交协议》，内蒙古蒙东电网正式形成。

内蒙古电力（集团）有限责任公司是内蒙古自治区政府国有的独资特大型电网企业，负责自治区中西部地区包括锡林郭勒盟、乌兰察布市、呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌海市及阿拉善盟等 8 个盟市 52 个旗县的电网建设、经营管理和农电工作，已形成包括勘查设计、基建施工、供用电、科研试验、修配制造及学校教育和多种经营等比较完整齐全的体系。截至 2012 年，内蒙古电力（集团）有限责任公司所属单位 27 个。110kV 及以上输电线路 25 670.9km、变电站 361 座，变电容量 7707.1 万 kV·A。其中 500kV 输电线路 4261.6km、变电站 18 座，变电容量 2670.0 万 kV·A；220kV 输电线路 10 653.5km、变电站 107 座，变电容量 3202.5 万 kV·A；110kV 输电线路 10 755.8km、变电站 246 座，变电容量 1834.6 万 kV·A。两条 500kV“网对网”东送华北电力通道，输送能力 430 万 kW。统调发电设备装机容量 4235.82 万 kW，最大发电负荷 2351.2 万 kW，最大供电负荷 1728.4 万 kW。并网风力发电设备装机容量 967.08 万 kW。公司所辖供电营业区域面积 69.83 万 km^2。2012 年售电量 1279.54 亿 kW·h。

内蒙古东部电力有限公司简称蒙东电力公司，成立于 2009 年 6 月，是国家电网公司的全资子公司，负责投资、建设和运营管理赤峰、通辽、兴安、呼伦贝尔四盟（市）电网，供电面积 47 万 km^2，占内蒙古自治区总面积的 40%，供电人口 1200 万人，占自治区总人口的近 50%。

2012 年，蒙东电力公司完成售送电量 673.38 亿 kW·h，其中内售 245.1 亿 kW·h，外送 428.28 亿 kW·h。截至 2012 年底，蒙东电力公司共管理 10 家直属单位和 42 家旗（县）农电企业。

nengliang

能量　(energy)　物质运动的一种度量，简称能。对应于物质的各种运动形式，能量也有各种形式，彼此可以互相转换，但总量不变。能量的基本形式有机械能（动能与势能的总称）、热能、化学能、电能、磁能、核能、光能等，分别是机械运动、分子热运动、化学反应、电磁作用、原子核与基本粒子运动所具有的能量。能量的单位与功的单位相同，工程中常用单位有千焦（kJ）、千瓦·时（kW·h）等。

能量可以在物质之间传递，这种传递的过程就是做功或传递热量的过程。在传递过程中，若物质运动方式发生变化，能量形式也同时发生转换。河水冲击水轮发电机组做功的过程，就是将河水的势能和动能传递给水轮发电机组并转换为电能的过程；热力发电则是将燃料的化学能借助热力发电装置先后转换为热能和机械能，并最终将机械能转换为电

能的过程。

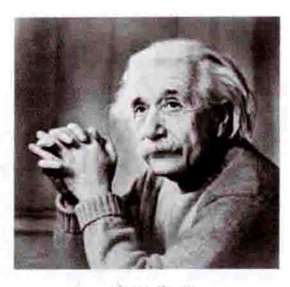
电能和磁能总是紧密联系的。运动的电荷产生磁场，变化的磁场产生电场。机械能与电能也可以实现相互转换。电能是现代最常用的一种能量，其传输、转换和利用十分方便、效率很高，是发展国民经济、改善人民生活、促进社会进步不可缺少的能源。核能是原子核粒子重新组合和排列时所产生的能量。

能量能以粒子相互作用或以辐射的方式在空间传播（如电磁波的传播），光是电磁辐射中最常见的一种形式。无线电波、红外线、X射线等都是能量的辐射传播形式。

nengliang shouheng

能量守恒 （conservation of energy） 在一个封闭系统中，各种能量可以相互转换，但总能量保持恒定，且不随时间变化。能量守恒定律可表述为：各种能量形式互相转换是有方向和条件限制的，能量互相转换时其量值不变，表明能量是不能被创造或消灭的。对于一个与外界没有能量交换的系统，在该系统内不论发生何种变化过程，各种形式的能量可以互相转换，但能量的总和是恒定的；对于一个与外界有能量交换（如通过做功或热传递发生能量交换）的系统，该系统的能量会有改变，但所增加或减少的能量一定等于外界减少或增加的能量。将系统和外界作为整体来看，能量的总和也是恒定的。

经典物理学认为：能量守恒定律和质量守恒定律是两个彼此独立的定律，是同等重要的基本定律。但从A. 爱因斯坦（A. Einstein，1879—1955，见图）1905年创立相对论后，确定质量和能量是可以互相转换的，才认定能量守恒定律是最普遍的定律，而质量守恒定律只是能量守恒定律的一种特殊情况。人类观测物质世界的能力日益增强，新发现的现象日益增多，但是能量守恒定律对所有现象的解释始终适用。此外，能量守恒定律还有助于推动对物质世界中未知事物的探索。例如，各种反物质粒子的发现，就是先根据这能量守恒律做出假定，而后在实验中一一证实的。



A. 爱因斯坦

能量守恒是自然界最普遍、最重要的基本规律之一，从日常生活到科学研究、工程技术，这一规律都发挥着重要的作用。人类对各种能源，如煤、石油等燃料以及水能、风能、太阳能（见一次能源、水能资源、风能资源、太阳能资源）和核能等的利用，都是通过能量转化来实现的，这些转换都遵循能量守恒定律。

nengliang yiwai shifang lilun

能量意外释放理论 （accidental energy releasing theory） 事故是由一种能量意外释放造成的系统性结论。该理论是事故致因理论之一。该理论认为，事故是一种不正常的或不希望的能量释放并转移于人体或设备，意外释放的各种形式的能量是构成伤害的直接原因。能量是否造成人员伤害，除了与能量的大小、种类有关外，还与人体接触能量的时间、频率、部位以及能量集中度有关。能量意外释放理论于1961年由美国的吉布森（Gibson）提出，1966年由美国的哈登（Haddon）进行了完善。用能量意外释放理论分析事故致因的基本方法，首先要确认某个系统内的所有能量源，然后确定可能遭受该能量伤害的人员以及伤害的严重程度，进而确定控制该类能量异常或意外转移的方法。

能量意外释放理论的作用：①把各种能量对人体的伤害归结为伤亡事故的直接原因，从而决定了以对能量源及能量传送装置加以控制作为防止或减少伤害发生的最佳手段这一原则；②依照该理论建立的对伤亡事故的统计分类，是一种可以全面概括、阐明伤亡事故类型和性质的统计分类方法。该理论的不足之处是，没有揭示导致能量意外释放的深层次原因，不能从根本上采取措施以防止事故的发生。

nengxiao duibiao

能效对标 （energy efficiency benchmarking） 将用能单位或用能设备的能效指标与相关能效标准和进行对比分析，采取管理和技术措施，提高能效水平的活动。能效对标的主要内容包括现状分析、选定标杆、制订方案、对标实践、指标评估、改进提高等。

现状分析 企业对自身能源利用状况进行深入分析，充分掌握本企业各类能效指标基本情况；结合企业能源审计报告、企业中长期发展计划，确定需要通过对标改进的产品单耗或工序能耗。

选定标杆 初步选取若干个潜在标杆企业；组织人员对潜在标杆企业进行分析，选定标杆企业，制定对标指标的目标值。

制订方案 通过与标杆企业展开交流，或收集有关资料，总结标杆企业在指标管理上先进的管理方法、措施手段及最佳实践；结合自身实际制订切实可行的改进方案和实施进度计划。

对标实践 根据改进方案，将措施和目标值分解落实，修订完善规章制度，优化人力资源，强化能源计量器具配备，加强用能设备监测和管理，落实节能技术改造措施。

指标评估 就某一阶段能效水平对标活动成效进行评估，对指标改进措施和方案的科学性和有效性进行分析，撰写对标指标评估分析报告。

改进提高 将对标实践过程中形成的行之有效的措施、手段和方法等进行总结，制订下一阶段能效水平对标计划，调整对标标杆，进行更高层面的对标。

中国火电行业能效对标工作 在20万、30万、60万kW及100万kW等级的发电供热机组范围开展，通过行业能效水平对标，全面降低火电企业供电煤耗、厂用电率和水耗等主要指标，使机组保持最佳经济运行状态。结合全国火电大机组竞赛，发布该等级机组的主要能效指标标杆和标杆机组（电厂），按各分类机组的供电煤耗值由低到高排列，前20%的机组为标杆先进机组，前40%的机组为标杆优良机组，达到平均值的机组为达标机组。

火电大机组竞赛指标主要分为可靠性、经济性、技术监督项目三大类。可靠性指标主要有等效可用系数、非计划停运次数和时间、等效强迫停运率、长周期连续运行加分；经济性指标主要有供电煤耗、主蒸汽温度、再热蒸汽温度、高压加热器投入率、锅炉补给水率、真空严密性；技术监督项

目有环保监督项目（脱硫系统投入率、脱硝设备投入率）、化学监督项目（汽水品质总合格率）、热控监督项目（热工保护投入率）、继电保护监督项目（继电保护动作正确率）。

nengyuan

能源 (energy sources) 自然界赋存的已经查明和推定的能够转换成热能、电能、光能和机械能等各种形式能量或可做功的物质的统称，又称能量资源。能源指能够直接取得或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源，包括煤炭、原油、天然气、水能、核能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等一次能源和电力、焦炭、煤气、石油制品等二次能源，以及其他新能源和可再生能源。（见煤炭资源、石油资源、水能资源、核燃料资源、风能资源、太阳能资源、生物质能资源、地热资源、海洋能资源）

能源是生命赖以生存和发展的一种物质基础。柴草、煤炭和石油是人类已经和正在使用的主要能源。从远古时期到19世纪，木柴和杂草作为燃料，为人类生活和生产活动提供大部分的热能。从19世纪80年代开始，煤炭提供的能源超过木柴，成为人类使用的主要能源。燃煤蒸汽机成为生产中的主要动力，蒸汽动力发电厂的建立及电灯、电动机等设备的广泛使用，使煤炭在能源中的地位进一步提高。20世纪60年代，石油在世界能源消费中占据了首要地位。世界天然气资源要比石油资源相对丰富，以气代油是能源发展的趋势。

能源的种类繁多，分类方法也很多。主要分类方法有：一次能源和二次能源；常规能源和新能源；可再生能源和非可再生能源；清洁能源和非清洁能源等。

一次能源和二次能源　一次能源是指从自然界取得未经改变或转变而直接利用的能源。二次能源是指由一次能源经过加工直接或转换得到的能源。

常规能源和新能源　常规能源又称传统能源，是指在现阶段已经大规模生产和广泛使用的能源，如煤炭、石油、天然气、水能等。新能源是相对于常规能源而言的，是指在新技术基础上系统地开发利用的能源，如风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能、氢能、核聚变能等。随着科学技术的发展，有些新能源（如核裂变能）已被广泛应用而视为常规能源。

可再生能源和非可再生能源　可再生能源是指在自然界中可以不断再生并有规律地得到补充或重复利用的能源。非可再生能源是指资源储量有限，随着不断地开发利用终究要耗尽的能源，如煤炭、石油、天然气等化石能源。



华能石林太阳能光伏电站（中国华能集团公司　提供）

清洁能源和非清洁能源　清洁能源是指在生产和使用过程中不产生有害物质排放的能源，如水能、风能、太阳能等。非清洁能源是指在使用中产生有害物质排放、对环境污染较大的能源，如煤炭等固体燃料。

nengyuan jiliang guanli

能源计量管理 (energy measurement management)

用能单位对其能源输入、输出和消耗进行量化监测、统计所实施的一系列活动。包括配备能源计量器具、建立能源计量管理制度和配备能源计量工作人员等。

能源计量器具　测量对象为一次能源、二次能源和载能工质的计量器具。能源计量器具应当满足能源分类、分级、分项计量要求。从事能源加工、转换、输运性质的用能单位（如火电厂、输变电企业等）所配备的能源计量器具应满足评价能源加工、转换、输运效率的要求。

能源计量管理制度　实施能源计量所制定的一系列制度。主要包括建立能源计量器具台账，按照规定使用符合要求的能源计量器具；建立完善的能源计量数据管理制度；建立能源计量管理体系，形成文件，并保持和持续改进其有效性；建立、保持和使用文件化的程序，规范能源计量人员的行为、能源计量器具管理和能源计量数据的采集、处理和汇总等。

能源计量工作人员　具有能源计量专业知识，定期接受能源计量专业知识培训考核、持证上岗的工作人员。主要负责能源计量器具的配备、使用、检定（校准）、维修、报废等管理工作。

nengyuan kaifa guihua

能源开发规划 (energy development planning)

适应国民经济和社会发展的需要，对一定发展时期内能源开发的规模、结构和布局进行的总体筹划和部署。包括为实现开发目标所需要的投资、勘探储备、交通运输、技术装备、材料物资、科技教育等的规划。能源开发规划的规划期有短期（5年）、中期（10～15年）和长期（15年以上）之分。中国在全国能源总体规划的指导下，制订煤炭、电力（包括电源和电网）、石油、天然气、新能源和可再生能源的开发规划，以及省（区、市）、城市、农村的能源开发规划。能源开发规划的内容包括基础资料的搜集和分析、能源需求和供应的预测、各种能源的开发规划与布局、城市和农村的能源规划、相关部门的规划。

基础资料的搜集和分析　收集国内外国民经济和能源工业的历史、现状和发展趋势，本国能源资源的储备、能源投资、技术装备、材料物资来源、节能潜力、能源消费的变化（如能源效率的变化、经济结构和产品结构的变化、人口增长及居民消费水平的变化、经济政策的变化）等，并对其作深入的分析研究。

能源需求和供应的预测　能源需求主要取决于国民经济的增长及结构的变化，能源供应又受国民经济发展水平的制约。对这两者同时进行预测，可以了解一个国家或地区未来能源供求趋势及相关条件。这种预测一般划分为近期、中

期、长期，设想高、中、低三种经济增长速度，同时考虑经济结构调整和节能等因素，使用回归分析法、部门分析法、最终用能分析法和投入产出法等预测能源需求量。据此设定几种能源增长速度，应用数学模型求得能源开发优化方案及所需的投资、勘探储量等物质条件。

各种能源的开发规划　根据能源总体规划要求，制订能源经济区域规划方案，正确处理资源、技术和地理位置的关系，选择最佳产销地区，确定煤炭、石油、天然气、新能源和可再生能源、电力等的发展规模和工业布局。确定能源重点开发区，制定有关能源开发的政策。

城市和农村的能源规划　根据城市的性质、功能、特点、资源条件等选择合理的城市能源结构，合理的热化、气化、电气化水平，合理的余热、余气、余能利用方案，预测城市能源需求量，分析筛选能源供应方案，对各种方案进行技术经济论证和可行性研究，确定城市能源发展的合理规模和重点建设项目等，并将其纳入城市总体规划。农村能源规划需要因地制宜地开发利用当地常规能源和可再生能源，逐步改善农村能源结构和生态环境条件。

相关部门的规划　制订稳定的能源技术装备政策和长期规划（包括引进能源工业技术装备和技术规划），以及以节能提效为目标的各行业技术改造规划，能源输送通道建设的整体规划，能源科技发展规划，教育和培训规划，利用外资和能源产品进出口规划等。

Nengyuan Lingyu Hangye Biaozhunhua Guanli Banfa (Shixing)

《能源领域行业标准化管理办法（试行）》　[*The Measures for the Administration of Standardization in Power Industry (for Trial Implementation)*]　中国关于能源领域行业标准化管理的部门规范性文件。由国家能源局于2009年2月5日以国能科技〔2009〕52号文件发布实施。同时发布的还有《能源领域行业标准管理实施细则（试行）》和《能源领域行业标准化技术委员会管理实施细则（试行）》。以上文件根据《中华人民共和国标准化法》《中华人民共和国标准化法实施条例》及其他相关管理办法，结合能源行业情况制定。

《能源领域行业标准化管理办法（试行）》共5章23条。明确了能源领域标准化的工作范围、工作任务、制定原则，对能源领域标准化各级管理机构及其职责、能源领域国家标准、行业标准的制定、实施、监督、奖励及标准经费来源与使用等作了规定。

《能源领域行业标准化管理办法（试行）》是电力行业标准化工作的核心管理文件。此前，电力行业先后依据《电力工业部标准化管理办法》（电力工业部令第1号，1994年3月颁布实施）、《电力行业标准化管理办法》（国家经贸委令第10号，1999年6月颁布实施）等部委规章开展行业标准化工作。

nengyuan qiangdu

能源强度　(energy intensity)　单位国内生产总值（GDP）能源消费量（或单位产值能耗），即一个国家（或地区）在一定时期内能源消费总量与国内生产总值之比，又称能源消费强度。能源强度是衡量一个国家（或地区）国民经济发展过程中能源利用经济效果的综合指标（见能源效率）。可表示为：能源强度＝能源消费总量/国内生产总值。

能源强度单位通常为t/万元（标准煤）。能源强度的倒数称为单位能源实现的国内生产总值。在分析比较不同时期的能源强度时，国内生产总值必须采用不变价格（或可比价格）计算。

20世纪80年代以来，世界各国实施节能降耗政策都取得了降低能源强度的实际效果。根据国际能源署（IEA）的数据，1990年以来，主要能源消费国家能源强度的年均下降率（即节能率）为0.2%～2.2%（见表1）。根据中国国家统计局的数据，中国每万元（人民币）国内生产总值能源消费量由1980年3.401t标准煤降至2010年1.033t标准煤（见表2），年均节能率3.89%。与世界部分国家相比，中国节能率较高，但能源强度仍很高，2009年是美国、德国、日本等发达国家的3～7倍。

表1　世界部分国家能源强度及年均节能率

国家	能源强度 [t/万元（美元）]				节能率（%）（负值为节能，正值为增能）		
	1980年	1990年	2000年	2009年	1981～2009年 29年	1991～2009年 19年	2001～2009年 9年
世界合计	5.742	5.172	4.454	4.375	−0.93	−0.88	−0.20
俄罗斯		32.555	34.098	23.247		−1.76	−4.17
南非	9.769	12.088	12.298	11.311	0.51	−0.35	−0.93
印度	18.599	16.728	14.194	11.035	−1.78	−2.17	−2.76
中国	32.025	21.454	11.635	9.941	−3.95	−3.97	−1.73
沙特阿拉伯	2.890	5.923	7.681	9.037	4.01	2.25	1.82
埃及	5.625	6.933	6.464	6.752	0.63	−0.14	0.49
韩国	5.255	4.693	5.037	4.349	−0.65	−0.40	−1.62
加拿大	6.679	5.481	4.955	4.287	−1.52	−1.28	−1.60
巴西	3.779	3.993	4.192	4.008	0.20	0.02	−0.50
澳大利亚	4.585	4.258	3.758	3.498	−0.93	−1.03	−0.79
墨西哥	3.591	3.867	3.256	3.444	−0.14	−0.61	0.63
美国	5.014	3.873	3.281	2.721	−2.09	−1.84	−2.06
西班牙	2.931	2.921	3.000	2.534	−0.50	−0.75	−1.86
法国	3.181	2.929	2.709	2.485	−0.85	−0.86	−0.96
德国	4.162	3.253	2.536	2.277	−2.06	−1.86	−1.19
意大利	2.529	2.233	2.233	2.117	−0.61	−0.28	−0.59
英国	3.233	2.557	2.156	1.676	−2.24	−2.20	−2.76
日本	1.866	1.512	1.588	1.384	−1.02	−0.47	−1.52

注：主要国家按2009年每万美元国内生产总值能耗由高到低排序。单位国内生产总值能耗按2000年美元可比价计算。

资料来源：国际能源署（IEA）《燃料燃烧CO_2排放（2011年版）》。

表2　中国1980年以来能源强度的变化

年份	能源消费总量（万t）	国内生产总值[2005年价，亿元（人民币）]	能源强度[t/万元（人民币）]
1980	60275	17725	3.401
1985	76682	29472	2.602
1990	98703	43043	2.293

续表

年份	能源消费总量（万 t）	国内生产总值［2005 年价，亿元（人民币）］	能源强度［t/万元（人民币）］
1995	131 176	76 745	1.709
2000	145 531	116 114	1.253
2005	235 997	184 937	1.276
2010	324 939	314 580	1.033

注：国内生产总值按 2005 年可比价计算。

资料来源：中国国家统计局《中国统计年鉴》和《中国能源统计年鉴》。

能源强度的概念和表示应用于各行各业，可计算各个产业（行业）的能源强度，即各行各业单位增加值能耗，用以判断和划分高耗能产业（行业）和低耗能产业（行业）。合理降低高耗能行业（即能源强度高的行业）增加值在国内生产总值中的比重，是产业结构优化的重要任务之一。

nengyuan tanxing xishu

能源弹性系数 (energy elasticity coefficient) 能源增长速度与国民经济增长速度的比值。包括能源生产弹性系数和能源消费弹性系数。能源生产弹性系数=能源生产总量年平均增长速度/国民经济年平均增长速度；能源消费弹性系数=能源消费总量年平均增长速度/国民经济年平均增长速度。计算国民经济年平均增长速度，通常采用国内生产总值（GDP）指标。

能源消费弹性系数的变化，与生产力发展水平、国民经济结构、产品结构、技术水平、管理水平、能源利用效率，乃至人民生活等因素密切相关。在世界各国经济发展过程中，工业化初期，国民经济中耗能高的部门（如重工业）比重大，能源消费弹性系数都大于 1；随着经济发展、科技进步、管理水平和能源效率提高，能源消费弹性系数逐渐降低；实现工业化后，能源消费弹性系数一般小于 1。下表所列为世界部分国家不同时期的能源消费弹性系数。

世界部分国家不同时期的能源消费弹性系数

国家	1971～2009 年 39 年	1981～2009 年 29 年	1991～2009 年 19 年	1971～1980 年 10 年	1981～1990 年 10 年	1991～2000 年 10 年	2001～2009 年 9 年
沙特阿拉伯	2.888	3.420	1.789	2.576		1.995	1.593
南　非	1.347	1.231	0.864	1.550	2.447	1.097	0.730
巴　西	1.324	1.087	1.007	1.474	1.362	1.197	0.840
印　度	1.248	0.689	0.638	4.557	0.800	0.685	0.600
埃　及	1.224	1.136	0.968	1.379	1.407	0.830	1.106
墨西哥	1.182	0.935	0.752	1.373	1.418	0.492	1.440
西班牙	1.168	0.809	0.702	1.969	0.988	1.099	0.177
韩　国	1.007	0.898	0.920	1.241	0.873	1.116	0.569
俄罗斯						0.885	0.100
澳大利亚	0.952	0.697	0.677	1.796	0.740	0.640	0.726
法　国	0.730	0.538	0.449	1.004	0.650	0.599	0.165
日　本	0.728	0.511	0.446	1.011	0.531	1.422	−2.192
中　国	0.667	0.567	0.581	1.171	0.538	0.371	0.817
意大利	0.642	0.562	0.685	0.692	0.474	1.000	−3.384
加拿大	0.596	0.382	0.443	0.971	0.284	0.647	0.067
美　国	0.293	0.226	0.254	0.458	0.184	0.504	−0.359
德　国	0.104	−0.232	−0.376	0.686	−0.070	−0.194	−1.127
英　国	0.010	−0.013	−0.119	0.089	0.135	0.314	−0.972

注：按发展中国家和发达国家分列，并按 1971～2009 年期间能源消费弹性系数大小排序。能源消费弹性系数为负值是能源消费总量负增长而致。

资料来源：国际能源署（IEA）《燃料燃烧 CO_2 排放（2011 年版）》；中国数据源自中国国家统计局《中国能源统计年鉴》和《中国统计年鉴》。

在经济稳定发展时期，能源消费弹性系数具有一定的规律性和稳定性，可普遍用于预测能源需求量。其具体方法是，分析研究过去时期能源消费弹性系数及变化，设定预测期内能源消费弹性系数，并按要求达到的国民经济发展目标来计算预测年能源需求量。其计算公式为

$$E_x = E_0 \ (1 + eM_\Delta)^n$$

式中 E_x 为预测年能源需求量；E_0 为预测基年能源消费量；e 为预测期能源消费弹性系数；M_Δ 为要求达到国民经济发展目标的 GDP 年平均增长速度；n 为预测期年数。

采用弹性系数法预测未来能源需求量，是一种比较简单的方法，其准确度取决于弹性系数的选取是否恰当。

nengyuan xiaofei jiegou

能源消费结构 (energy consumption structure) 各种能源的消费量占能源消费总量的比重。能源消费总量包括一次能源的直接消费量和一次能源转换为二次能源的消费量。由于存在能源加工转换损失等，能源消费结构有一次能源消费结构与终端能源消费结构之分。

一次能源消费结构 分为一次能源消费总量结构与一次能源消费部门结构。

一次能源消费总量结构　在一次能源消费总量（或者一次能源供应总量）中各种一次能源（如煤炭、石油、天然气、核能、水能和其他可再生能源等）所占的比重。

世界一次能源消费结构在历史上有一个变化过程。19 世纪中叶，煤炭取代木柴，成为主要能源；20 世纪 60 年代，石油又取代煤炭，成为主要能源；进入 21 世纪以来，天然气、可再生能源和核聚变的研究和开发利用力度加大。世界各国的一次能源消费结构，因资源、经济、技术水平的不同而差别较大。发达国家消费的主要能源是石油和天然气，中国、印度和南非等煤炭资源占优势国家消费的主要能源是煤炭。现阶段，世界各国调整能源战略和优化能源结构的主攻方向是，依靠技术进步和创新，不断提高非化石能源（核能、水能和其他可再生能源）在能源消费总量中的比重，提高电力消费在能源消费总量中的比重。

一次能源消费部门结构　各行业和居民生活消费在一次能源消费总量中所占的比重。中国能源消费部门结构的特点是以工业为主。根据中国国家统计局数据，中国能源消费总量中工业能源消费量所占比重由 1980 年的 65%上升到 1995 年的 73%，之后多年为 71%～72%（见表 1）。

表 1 中国能源消费总量及其部门结构

项目	1980 年	1985 年	1990 年	1995 年	2000 年	2005 年	2008 年	2010 年
能源消费总量［万 t（标准煤）］								
能源消费总量	60 275	76 682	98 703	131 176	145 531	235 997	291 448	324 939
农　业	4692	4045	4852	5505	3914	6071	6013	6477
工　业	38 986	51 068	67 578	96 191	103 774	168 724	209 302	231 102
建筑业	957	1302	1213	1335	2179	3403	3813	6226
运输业	2902	3713	4541	5863	11 242	18 391	22 917	26 068
批零业	518	766	1247	2018	3048	4848	5734	6827
其他产业	1205	2470	3473	4519	5762	9255	11 771	13 681
生活消费	11 015	13 318	15 799	15 745	15 614	25 305	31 898	34 558
能源消费部门结构（%）								
农　业	7.78	5.28	4.92	4.20	2.69	2.57	2.06	1.99
工　业	64.68	66.60	68.47	73.33	71.31	71.49	71.81	71.12
建筑业	1.59	1.70	1.23	1.02	1.50	1.44	1.31	1.92
运输业	4.81	4.84	4.60	4.47	7.72	7.79	7.86	8.02
批零业	0.86	1.00	1.26	1.54	2.09	2.05	1.97	2.10
其他产业	2.00	3.22	3.52	3.44	3.96	3.92	4.04	4.21
生活消费	18.27	17.37	16.01	12.00	10.73	10.72	10.94	10.64

注：农业——农、林、牧、渔、水利业；运输业——交通运输、仓储和邮政业；批零业——批发、零售业和住宿、餐饮业。

资料来源：中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》中国能源平衡表。

中国 2010 年能源消费总量 324 939 万 t 标准煤，其中工业能源消费量 231 102 万 t 标准煤，占 71.1%；其他各产业能源消费所占比例大致为农业 2.0%，建筑业 1.9%，运输业 8.0%，批零业 2.1%，其他产业 4.2%，生活消费 10.6%。

终端能源消费结构　分为终端能源消费总量结构和终端能源消费部门结构。

终端能源消费总量结构　一次能源消费总量扣除了用于加工转换为二次能源的消费量和在输送、分配、储存过程中发生的损失量以后的终端能源消费量中各种能源（如煤炭及其制品、石油及其制品、电力和热力等）所占的比重。

终端能源消费部门结构　各行业和居民生活能源消费在终端能源消费总量中所占的比重。它与国民经济各部门及产业结构的发展变化息息相关。同样数量的国民经济产值，因产业结构的变化而有不同的能源消费总量。国民经济中能源强度高的产业（行业）比重大，能源消费总量就大；反之，能源强度低的产业（行业）比重大，能源消费总量就小。与发达国家相比，中国居高不下的能源消费总量及其增长速度，与产业结构中工业比重上升致使工业用能量增加，以及工业能源强度高于其他产业直接有关。

根据国际能源署（IEA）公布的数据，2009 年主要国家终端能源消费量的部门结构：工业比重，多数国家在 30%～40%，中国高达 55%；运输业比重，多数国家为 20%～30%，中国仅为 11%；生活消费比重，中国为 24%，各国多在 15%～30%不等（见表 2）。

数据显示，中国、巴西等发展中国家能源消费部门结构中工业的比重高于发达国家大约 10～20 个百分点。从产业结构发展变化看，发展中国家正处于工业化快速发展阶段，工业是拉动经济增长的主要动力，工业在产业结构中的比重较高（40%～50%）；而发达国家在 20 世纪 80 年代后完成了产业结构由工业为主向服务业为主的升级和优化转换，致使服务业在产业结构中的比重高达 60%～70%。

表 2 2009 年部分国家终端能源消费量的部门结构

国家	终端能源消费量［万 t（标准煤）］	以终端能源消费量为 100%					
		农业（%）	工业（%）	运输业（%）	商业和公共事业（%）	其他产业（%）	生活消费（%）
中　国	204 716	2.1	55.5	11.2	4.0	2.8	24.3
韩　国	21 117	1.9	52.1	19.8	13.0	0.6	12.6
巴　西	27 256	5.0	44.7	32.8	5.2	0.2	12.2
俄罗斯	60 406	2.2	41.8	21.2	9.0	0.0	25.9
澳大利亚	11 102	2.8	39.2	36.8	8.3	0.0	12.9
南　非	9813	2.2	38.9	25.0	8.1	0.6	25.2
日　本	44 798	1.2	38.9	24.3	20.6	0.1	15.0
印　度	64 183	3.9	38.9	11.5	3.3	4.9	37.5
加拿大	27 739	1.7	37.2	28.4	16.2	0.0	16.4
西班牙	13 184	2.8	33.1	37.3	9.9	0.9	16.1
德　国	31 989	0.4	31.4	24.1	13.1	1.6	29.4
墨西哥	15 729	3.3	30.6	45.8	3.2	0.9	16.1
意大利	17 940	2.6	29.8	31.1	13.3	0.3	22.8
美　国	208 936	1.0	26.6	39.5	14.1	0.9	17.9
英　国	18 876	0.6	25.6	31.6	10.6	1.1	30.5
法　国	22 894	2.4	24.6	27.7	12.9	4.6	27.7

注：各国按工业所占比重高低排序。终端能源消费中的电力，是按电热当量折算为标准煤。中国国家统计局公布的中国按发电标准煤耗计算的数据为：2009 年终端能源消费量 292 299 万 t 标准煤，其中农、林、牧、渔、水利业 2.1%，工业 70.3%，建筑业 1.6%，交通运输、仓储及邮电通信业 7.9%，批发和零售贸易业、餐饮业 2.2%，其他产业 4.3%，生活消费 11.6%。

资料来源：国际能源署（IEA）发布的各国 2009 年能源平衡表。

nengyuan xiaolü

能源效率 (energy efficiency) 能源开发、加工、转换、消费等各个过程中利用效率的总称。它是一个国家(或地区)能源利用好坏的标志。在其他条件已定或相同的情况下，能源消费量的多少与能源效率的高低成反比，能源效率越高，能源消费量越少。提高能源效率，是节能的核心任务，但其更强调通过技术进步实现节能。能源效率的高低通常用三类指标来衡量：①单位国内生产总值(GDP)能耗；②单位产品能耗；③能源有效利用率。

单位国内生产总值能耗 单位国内生产总值(GDP)能源消费量或单位产值能耗。(见能源强度)

单位产品能耗 用能单位在统计报告期内生产某种产品(或提供某种服务)所消耗的各种能源总量与该产品产量之比。通常是指该产品的单位产量综合能耗，即对实际消耗的各种能源实物量，按规定的折算标准和计量单位得到的总能源消耗量(称为综合能耗)与同期该合格产品产量(工作量、服务量)的比值。计算式为：产品单位产量综合能耗＝产品的综合能耗/合格产品的产量。单位产品能耗是衡量用能单位能源综合利用效率的重要指标。表1列出了中国主要产品单位能耗指标变化。

能源有效利用率 一定时期内能源从生产、加工、转换、运输、储存到各部门终端消费全过程的总效率，即全过程中的能源有效利用量与投入能源总量之比值。计算式为：能源有效利用率＝能源有效利用量/投入能源总量。计算能源有效利用率时，可分别计算中间环节的能源加工转换效率和终端环节的能源利用效率，它们是观察能源加工转换装置和耗能设备的生产工艺先进与落后、管理水平高低等的重要指标。能源加工转换效率是指能源经过加工转换后，产出的各种能源产品的数量与投入加工转换的各种能源数量的比率。能源利用效率是指各终端部门能源利用过程中的有效部分与输入能源总量之比。中国能源有效利用率，1980年为25.5%，1990年为28.4%，2000年为33.4%(其中，中间环节效率67.8%，终端利用效率49.2%，见表2)，之后大致为34%～35%。中国能源有效利用率有了很大提高，但与国际先进水平相比仍有差距。

表1 中国主要产品单位能耗指标变化

指　　标	单位	1980年	1990年	2000年	2008年	2008年国际先进
火电发电煤耗(标准煤)	g/(kW·h)	413	392	363	322	292
火电供电煤耗(标准煤)	g/(kW·h)	448	427	392	347	310
钢可比能耗(标准煤)	kg/t		997	784	709	626
铝综合能耗(标准煤)	t/t			9.923		
铜综合能耗(标准煤)	t/t			4.707		
炼油能量因素能耗(标准煤)	kg/t		20.58	14.00		
乙烯综合能耗(标准煤)	kg/t	2013	1580	1125	1003	629
大型合成氨综合能耗(标准煤)	kg/t	1431	1343	1327		970
水泥综合能耗(标准煤)	kg/t	219	201	181	151	118
平板玻璃综合能耗(标准煤)	kg/箱	32.3	34.8	25.0		14.0
每万吨千米铁路运输综合能耗(标准煤)	kg		175.4	114.5		80.0

资料来源：中国国家统计局历年《中国能源统计年鉴》，国家发展和改革委员会《节能中长期专项规划》(2004年11月)。

表2 中国能源有效利用率变化(%)

能源效率	1980年	1989年	1997年	2000年	ECE地区20世纪90年代水平
中间环节效率	74.0	72.4	68.8	67.8	67～75
终端利用效率	34.4	38.7	45.3	49.2	51～55
其中：农业	27.7	28.0	30.5	32.0	33～36
工业	38.7	40.5	46.3	49.6	65
运输业	21.2	25.4	28.9	28.1	25～30
商业和民用	29.1	42.5	54.8	66.2	50～65
能源有效利用率(中间环节效率×终端利用效率)	25.5	28.0	31.2	33.4	34～41

注：中间环节包括能源加工、转换和储运。工业包括建筑业。商业和民用包括其他部门。ECE地区包括西欧、东欧和苏联。

资料来源：《中国能源发展报告2007》(2007年3月)。

niandu dianli xuqiu yuce

年度电力需求预测 (forecast of annual electric power demand) 通过分析历年国民经济、社会发展和电力消费情况及相互关系，采用科学的方法，对下一年度电力需求分月进行测算的工作。年度预测应按月收集历年社会经济发展情况和分行业(或部门)的用电情况，特别是本年度的相关数据和资料。国民经济和社会发展的数据主要包括分月国内生产总值及其年增长率；第一、二、三产业分月增加值及其占国内生产总值的比重；分行业(或部门)的分月增加值及其占国内生产总值的比重；分月全社会及其分类固定资产投资规模；分月财政收入与支出总额；分月进口与出口总额；分月物价指数；按城乡及分收入水平统计的分月城乡居民实际人均收入；用电大户及主要高耗能产品的分月产量等。分行业(或部门)用电历史资料主要包括第一产业中分行业的分月用电量、用电产值单耗及主要用电设备的分月装机容量、月用电量，电灌面积等；第二产业中分行业(或部门)分月用电量及用电产值单耗，高耗能产品的分月用电量、产品产量单耗、用电特点等；第三产业中分行业(或部门)分月用电量、用电产值单耗、单位面积和就业人员人均用电量，分行业主要用电设备分月装机容量等；城镇居民分月用电情况。此外，还应收集水情、气温等其他影响季节性电力需求的数据。

作用 ①为确定电力企业再生产和扩大再生产水平提供依据；②为年度发电量计划及检修计划安排提供依据；③为编制电力工业固定资产投资计划提供依据；④根据年度电力需求预测电力企业的售电量和购电量，为电力企业编制年度

综合生产经营计划（燃料供应、劳动、成本、财务等计划）提供依据；⑤为电力企业编制企业预算提供依据；⑥反映供电地区国民经济发展水平及人民生活用电水平。

内容　主要包括下一年度分月、分供电地区的电力需求量（即需电量），最大电力负荷和年负荷曲线、月负荷曲线、周负荷曲线及典型日负荷曲线等的预测。重点是电力需求量、最大电力负荷的预测。电力需求量预测，是按照全社会和电网两个口径，对分行业的需电量，第一、二、三产业和居民生活用电量等分月进行预测。同时，根据本地区的实际情况，对电力消耗量较大的用户（高耗能企业等）专门进行预测，建立专门的档案。最大电力负荷预测，一般可以按照全社会、电网和统一调度口径进行分月预测，包括年最大负荷、分地区年最大负荷、全社会及分行业年最大负荷的预测。根据月最大负荷，可在满足市场需求最经济的前提下，安排发电机组的检修计划。

方法　经典的方法有类比法、单耗法、负荷密度法、电力弹性系数法、比例预测法；随后出现了灰色预测法、回归分析法、时间序列法、神经网络法、优选组合法等。

niandu dianli zonghe pingheng

年度电力综合平衡　（annual overall balance of electric power）　电力系统在计划年度内电力、电量供应与需求保持均衡。电力、电量综合平衡，是编制电力规划的基本原则。

电力系统年度电力、电量综合平衡，在过去电力短缺的时期，往往采取“以产定销”的原则，即根据电力系统电力、电量供应的能力，安排电力、电量的销售。这样做，可以查明电力系统是否缺电及缺电的程度，以便采取调荷节电、挖掘电力供应潜力等措施，解决电力供不应求的问题。但也可能限制用电，不利于国民经济的发展和人民生活水平的提高。随着电力供需矛盾的逐步缓解，采取“以销定产”（“以需定产”）的原则，即电力系统要根据电力、电量的需求预测安排电力、电量的供应。这样做，有利于开拓电力市场。

电力平衡　根据预测的负荷及参加平衡的各类电厂技术经济指标，研究系统中各类电厂发电容量如何与用电负荷保持供求均衡，包括留有合理的备用容量。一般对电力系统的要求是：

电力供应能力≥电力市场需求

电力供应能力＝发电设备容量－受阻容量－检修备用容量－事故备用容量－负荷备用容量＋外系统的输入容量－向外系统的输出容量

电力需求＝用电负荷＋线损负荷＋厂用电负荷
＝预测的发电最高负荷

式中发电设备容量，指电力系统全部发电设备铭牌容量；受阻容量，指由于发电设备的主机或辅机不配套、主机或辅机存在影响出力的缺陷、水电站的水量不足或水位过低、火电厂燃料供应不足及汽温过高等原因使发电设备不能按铭牌容量运行而减少的容量；检修备用容量、事故备用容量及负荷备用容量，指电力系统在设备检修、事故、调频等情况下，仍能保证电力正常供应而需增设的设备容量（见电力系统备用容量）。当电力供应能力大于电力需求时，说明电力系统发供电能力有富裕；当电力供应等于电力需求时，说明供需平衡；当电力供应能力小于电力需求时，说明电力系统发供电能力不能满足电力需求，不能保证备用容量要求，甚至要限制用电。

年度电力平衡　按月、日进行，或按代表月、日进行。一般以年度最高发电负荷发生的月、日为代表月、日。年度最高发电负荷发生的月份与电力系统的用电负荷结构、供电地区的社会经济发展水平和所处的地理位置、气候条件等因素有关。在中国，电力系统年度发电最高负荷一般发生在每年的12月；但遇到长期干旱，在有大量农田灌溉负荷的地区，农田灌溉负荷激增，全年发电最高负荷也可能发生在农灌用电高峰时期，如华北地区为5月。在经济发达的国家和地区，空调、制冷等季节性负荷的比重较大，遇到夏季持续高温，全年发电最高负荷可能发生在夏季；有的电力系统，一年出现夏季和冬季两个高峰负荷月，因此，一年内要计算夏季和冬季两个代表日的电力平衡。

电量平衡　分析研究电力系统在规定时间（如一年）内各类发电设备的可能发电量（即电量供应能力）如何与需要的电量（即电量需求）保持平衡。对电力系统的要求是

电量供应能力＝电量需求

电量供应能力＝全地区发电厂（包括自备电厂）的发电量
＋输入电量

电量需求＝发电厂自用电量＋输出电量
＋用电量＋线路损失电量

式中输入电量，指从其他电力系统输入的电量；输出电量，指输给其他电力系统的电量；用电量，指电力系统（或电力企业）的售电量与自备电厂自发自用电量和其售给附近其他用户的电量之和，其中售电量指电力系统（或电力企业）售给用户（包括趸售用户）的电量及供给本企业非电力生产车间（修配厂等）、基本建设、大修理和非生产部门（食堂、宿舍等）等使用的电量。

在进行电力和电量的综合平衡时，除进行有功电力和电量的平衡外，还进行无功电力和电量的平衡。

Ningxia Huizu Zizhiqu dianli gongye

宁夏回族自治区电力工业　（electric power industry in Ningxia Hui Autonomous Region）　宁夏回族自治区（简称宁夏）位于中国西北部，地处黄河中上游。东邻陕西省，北接内蒙古自治区，西、南均与甘肃省相连。全区总面积6.64万km^2。2012年，全区常住人口647万人，其中回族人口占35%。

宁夏电力工业始于1926年，该年甘草商人在今贺兰县境内洪广营办电厂，以电为动力炼制甘草膏。1934年，宁夏省政府与商人在银川合资兴办宁夏电灯股份公司，至1936年装有25kW和75kW煤气发电机各一台。至1949年末，全区发电装机容量仅有163kW，年发电量9.7万kW·h，2.2kV输电线路4km，低压配电线路3km；6台变压器，配电容量只有180kV·A。

至1952年末，宁夏发电总装机容量为582kW，是1949年装机容量的5.8倍，并开始装有汽轮发电机组。1958年宁夏回族自治区成立后，宁夏电力工业进入了发展新时期。特别是1978年以后的20年，全区新增装机容量187.4万

kW，是1978年装机容量的4.41倍，先后建成大武口、大坝两座大型火力发电厂。

宁夏能源资源主要有煤炭、石油和天然气。宁夏煤炭资源储量大、品种全、质量优、开发条件好，已探明储量310多亿t，远景储量2029亿t，分居全国第6位和第5位。黄河从中卫县进入宁夏境内，至石嘴山市出境，流程397km，水能资源蕴藏量达202.9万kW，其他河流水能资源蕴藏量达5万kW。

电源建设　1998年底，宁夏全区发电装机容量229.9万kW。大坝发电厂从1990年西北第一台30万kW火电机组投产到1997年4台30万kW机组全部建成，成为宁夏第一座百万千瓦级火力发电厂。2001年2月，大型坑口电站石嘴山二电厂开工建设，第一台33万kW机组于2002年12月并网发电。已建成的青铜峡水电站发电装机容量30.2万kW，除调峰、调频发电外，还担负着银川平原灌溉和扬黄灌溉的供水任务。宁夏属于风能可利用地区，一年中风速大于6m/s的时间超于1000h，风速大于3m/s的时间超过3000h，风能资源理论蕴藏量为2253万kW，适宜风电开发的风能资源储量达1214万kW。2010年12月，宁夏灵武发电厂（见图1）二期工程建成投产，成为世界上首个百万千瓦超超临界空气冷却发电机组。

宁夏是全国新能源发展最快的省区之一，于2012年8月成为中国首个新能源综合示范区。截至2012年底，宁夏电网全口径总装机容量1972万kW，其中火电装机容量1640万kW，水电装机容量43万kW，太阳能发电装机容量53万kW；风电装机容量236万kW，列全国第9位，占全区总装机容量的11.97%，以多于水电装机容量5倍的份额，成为宁夏第二大电力能源；建成并网太阳能光伏发电装机规模突破50万kW，列全国第2位。宁夏全区发电量达1011.8亿kW·h，其中水电发电量19亿kW·h，火电发电量952亿kW·h，风电发电量33亿kW·h，太阳能发电量7.8亿kW·h。



图1　灵武发电厂（朱军　提供）

电网建设　1985年11月，宁夏第一条330kV线路——青铜峡—靖远330kV线路建成，降压220kV与甘肃电网并网运行，结束了宁夏电网孤立运行的历史。该线路于1991年10月正式升压至330kV运行，形成了陕西、甘肃、青海、宁夏330kV线路联网运行的主网架系统。1998年，宁夏电网由3条330kV线路与西北电网联网：青铜峡—靖远线，将青铜峡330kV变电站与甘肃靖远发电厂联网；固原—西峰线，将固原330kV变电站与东南方向的甘肃西峰变电站联网；固原—靖远线，将固原变电站与靖远发电厂联网。由大坝电厂分别引出2条330kV线路，将青铜峡变电站和固原变电站联成供电主网架。

1998年，宁夏电网由大武口电厂（4×10万kW）—银川的3条220kV线路与大坝电厂—银川的2条220kV线路联网，加上大武口电厂—青铜峡变电站的3条220kV线路，构成220kV主网架，将南北两电厂和3座枢纽变电站相连，并分别以两条110kV线路将北部的石嘴山发电厂（装机容量27.4万kW）、南部的青铜峡水电站及中宁发电厂（2×2.5万kW）相连，构成了区内供电主网系统。

“十一五”期间（2006～2010年），宁夏电网新增220kV及以上变电站17座，新增变电容量1524万kV·A，线路1863km；110kV及以下电网新增变电容量657万kV·A，线路7704km。750kV主网架从无到有，初步形成单回“Y”字形网架，南部330kV电网形成双回路环网，北部220kV电网形成网格状结构，110kV及以下城乡电网同步得到协调发展。

2008年8月4日正式投运的西北电网水火风电“打捆”外送输电通道中的重要枢纽——宁夏银川东750kV变电站工程，是中国首批750kV电网建设项目——兰州东—银川东750kV输变电工程的重要组成部分，也是中国国内首个750kV电压等级敞开式布置的交直流合建变电站。

“十二五”期间（2011～2015年），宁夏电网全面进入快速发展时期。2011年，投产220kV及以上线路16条、220kV及以上变电容量240万kV·A，新增统调装机容量400.79万kW。开元110kV、石嘴山220kV智能变电站等一批项目全面建成投运。

2011年2月28日，宁东—山东±660kV直流输电工程双极建成投运，成为世界首个±660kV电压等级的直流输电工程，也是国家“西电东送”的重点工程之一。宁东—山东±660kV直流输电示范工程起自宁夏银川东换流站，止于山东青岛换流站。

2012年，宁夏电网累计外送电量266.84亿kW·h，全网统调发电量1013亿kW·h，火电平均利用小时6027h。

宁夏1992年在西北率先实现乡乡通电，1995年实现了行政村村村通电，90%以上的农户用上了电，银川地区8县建成农村电气化县。“十一五”期间（2006～2010年），宁夏农网共新建35kV变电站4座，改造67座，新增变电容量9.25万kV·A；新建35kV线路59km，改造1099km；新建和改造10kV线路4292km，新增配电变压器2527台；新建和改造低压线路17800km。使35kV变电站双线路达24.13%，双主变压器率达44.8%。2013年，宁夏电网主接线图见图2。

用电状况　宁夏全社会用电量1990年为55.02亿kW·h，1995年为92.32亿kW·h，到2000年为135.49亿kW·h。2010年达547亿kW·h。2012年，全区全社会用电量达741.79亿kW·h。其中第一产业用电量达12.31亿kW·h，第二产业用电量达685.61亿kW·h，第三产业用电量达26.60亿kW·h，城乡居民生活用电量达17.28亿kW·h。主要的用电行业是电解铝、铁合金、电石、水泥等，其中电解铝行业用电量207.78亿kW·h，铁合金行业用电量141.5亿kW·h，电石行业用电量95.21亿kW·h，

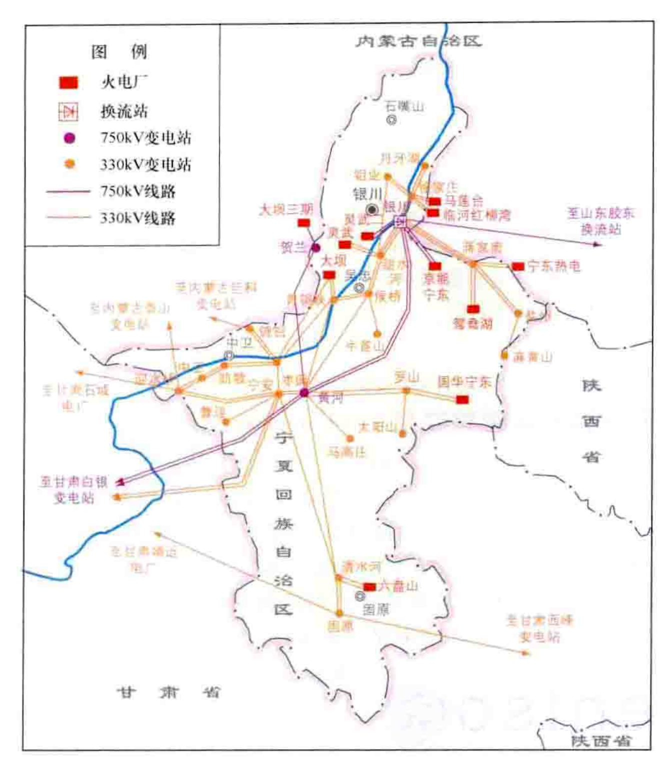


图 2 宁夏电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

水泥行业用电量 13.92 亿 kW·h。

电力体制 1958 年 11 月，宁夏水电局成立。1961 年 1 月，宁夏水电局设立宁夏供电公司。1964 年 1 月，宁夏回族自治区撤销宁夏水电局，分设水利局和电业局，电业局划归水利电力部。1964 年 6 月，宁夏供电公司撤销，供电业务归宁夏电业局直接管理。1970 年 9 月，撤销宁夏电业局，成立宁夏水电局。1973 年 3 月，成立宁夏供电公司。1978 年 7 月，撤销宁夏供电公司，分别成立银川、银南两个地区供电局。1979 年 5 月，撤销宁夏水电局，分设宁夏水利局和宁夏电力局。1980 年 1 月，宁夏电力局改为电力工业部和自治区双重领导，以电力工业部领导为主。1984 年，宁夏电力局开始推行内部经济责任制。1990 年 1 月，宁夏回族自治区电力公司（简称宁夏电力公司）成立，受能源部和宁夏回族自治区政府双重领导，以能源部为主；同时保留宁夏电力局的名称，受能源部和宁夏回族自治区政府的委托，行使自治区行业管理职能，公司位于银川市。

2001 年 6 月，宁夏电力局撤销，承担的政府电力行业管理职能移交自治区经济综合部门，宁夏电力公司成为自主经营的法人实体。

2002 年 12 月，宁夏电力公司完成相关资产移交工作，成为只负责经营宁夏回族自治区内国家电网资产的电网企业，并行使国家电网公司赋予的职权。

宁夏电力公司是国家电网公司的全资子公司，是宁夏电网的建设者、经营者和管理者。2012 年，公司下辖 6 个地市级供电局，管理 18 个县级供电企业，全部为直供电模式；设置 8 个专业分公司，主要承担电网建设、运行、计量及科研等任务；4 个全资子公司，主要从事电力工程设计、施工及监理等业务。

宁夏电力公司主营业务包括电网建设、运行和电力营销等，承担区内电力生产的调度管理和组织宁夏电力外送等职能。截至 2012 年，有 110kV 及以上变电站 252 座，变电容量 5130 万 kV·A，线路 10 050km。其中：750kV 变电站 3 座，变电容量 780 万 kV·A，线路 610km；330kV 变电站 19 座，变电容量 907 万 kV·A，线路 2299km；220kV 变电站 33 座，变电容量 1480 万 kV·A，线路 1898km；110kV 变电站 196 座，变电容量 1481 万 kV·A，线路 5074km。供电区域约 10 万 km^2（含陕西定边等地区）。

2012 年，宁夏电力公司统调最大负荷达到 966 万 kW，创历史新高；全年售电量 638.85 亿 kW·h。

宁夏发电集团有限责任公司（简称宁夏发电集团）成立于 2003 年 6 月，是宁夏回族自治区政府主导的以区内用电和引导向区外送电的地方办电主体。主营业务包括火力发电、风力发电、太阳能发电、煤炭开发、装备制造等。截至 2011 年底，宁夏发电集团有全资和控股子公司 22 家，分公司 9 家，参股公司 8 家，权益发电装机容量达 478.8 万 kW。



Ouzhou Kezaisheng Nengyuan Lishihui

欧洲可再生能源理事会 (European Renewable Energy Council, EREC) 成立于2000年4月13日，是欧洲可再生能源工业、贸易和研究协会的联盟组织，活跃在太阳能光伏发电、小水电、海洋能、生物质能、地热能、太阳能热发电和风能等领域，总部位于比利时首都布鲁塞尔。

宗旨 代表欧洲可再生能源行业和研究团体组织信息交流论坛，就可再生能源相关事宜进行讨论；在本地、区域性、国家和国际层面，为政策决策者提供与可再生能源相关的信息和咨询服务；提出有利于可再生能源发展的相关政策建议；促进欧洲技术、产品和服务在全球市场的发展。



欧洲可再生能源理事会标志

机构 欧洲可再生能源理事会由下列非营利性协会和联合会组成：欧洲生物质能协会（AEBIOM）、欧洲地热能源理事会（EGEC）、欧洲光伏工业协会（EPIA）、欧洲可再生能源联合会（EREF）、欧洲小水电协会（ESHA）、欧洲太阳热发电协会（ESTELA）、欧洲太阳热能工业联合会（ESTIF）、欧洲生物工业协会（EUBIA）、欧洲海洋能协会（EU-OEA）、欧洲可再生能源研究中心协会（EUREC）、欧洲风能协会（EWEA）。

活动 参与欧盟和世界范围内的可再生能源项目，组织会议和活动，提供有关可再生能源方面的咨询建议，发布关于欧洲可再生能源的新闻。每两年召开一次欧洲可再生能源政策会议。

语言 英语。

出版物 《面向2020年的欧洲可再生能源发展路线图》《2050年再思考——欧盟100%可再生能源展望》《2010年全球可再生能源状况报告》《能源革命——可持续的全球能源展望2007》《能源革命——可持续的全球能源展望2009》及《能源革命2010》。

Ouzhou Shudian Yunyingshang Lianmeng

欧洲输电运营商联盟 (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E)

于2008年12月成立，替代了过去的欧洲输电联盟（UCTE）、欧洲输电运营商协会（ETSO）、北欧输电运营商协会（NORDEL）及波罗的海输电运营商协会（BALTSO）等输电运营机构，负责欧洲电网的协调规划与运行。截至2012年底，欧洲34个国家（奥地利、比利时、波黑、保加利亚、捷克、克罗地亚、丹麦、法国、马其顿、德国、希腊、匈牙利、意大利、卢森堡、黑山、荷兰、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、塞尔维亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞士、芬兰、挪威、瑞典、冰岛、爱沙尼亚、拉脱维亚、立陶宛、塞浦路斯、英国、爱尔兰）的41个输电运营商是该联盟成员。



欧洲输电运营商联盟标志

宗旨 在欧洲层面促进输电系统实现确保电力供应安全、保持电网充裕性、促进市场融合、实现可持续发展的目标。

机构 最高决策机构是全体大会，下设系统发展委员会、系统运行委员会、市场委员会、研究与开发委员会4个专业委员会。

活动 组织各输电运营商在欧洲层面和地区层面开展合作，对事关欧洲整体及地区的重要能源电力事务交换意见，包括运行可靠性、优化管理、供应安全及电网导则等。

语言 英语。

出版物 《欧洲输电运营商协会年度统计报告》《10年电网发展规划》及年度报告等。



peidian

配电 (distribution of electricity) 从输电网或地区发电厂与分布式电源接收电力，就地或逐级向各类用户供给和配送电能的过程。是电力系统中连接发电、输电与用电的关键环节。配电系统运营商（供电企业）通过不断地采用配电新技术、完善配电系统的管理，提高用户供电质量以及配电系统的运行效率。

配电系统 配电网及其二次系统组成的整体。从输电网或地区发电厂与分布式电源接收电力，就地或逐级向各类用户供给和配送电能的电力网称为配电网，其二次系统完成配电网的测量、保护调节、控制功能，包括继电保护系统、配电网自动化系统、计量系统等。

基本要求 安全性好、供电可靠性与电能质量满足用户要求、资产利用效率高、电能损耗小、运行维护成本低、配电设施与周围环境相协调。

特点 ①配电系统对供电质量水平有着决定性的影响。配电系统直接与用户连接，系统中任何故障、扰动都直接影响对用户的供电质量。国内外统计数据均表明，中低压配电网引起的停电时间占用户总停电时间的比例超过80%。②在电力系统整体电能损耗中，大部分产生在配电网，配电网（包括高压配电网）的损耗约占系统总损耗的70%，中低压配电网的损耗约占系统总损耗的50%。③配电元件众多，一个城市的配电元件数量达数十万甚至上百万个，是同地区输变电元件的数十倍，设备的标准化程度比较低，管理维护工作量巨大。④配电网接线形式种类多，运行方式多变。⑤受城乡市政建设、发展的影响，配电元件与网络结构变动频繁，异动率高。⑥配电系统是城乡基础设施的组成部分，分布在人类活动频繁的区域，易受外界干扰、人为破坏，故障率高，是输电线路故障率的数十倍甚至上百倍。⑦配电系统管理业务综合性很强，不像输电系统管理那样有着很细的专业分工。⑧随着分布式电源的大量接入，传统上只是单向接收输电网电力的配电网，将转变为功率双向流动的有源网络，给配电网的规划建设与经营带来新的挑战，增加了配电网保护、控制、运行调度与管理的复杂性。

配电电压等级 在配电系统中使用的标称电压值系列。中国分为高压配电、中压配电、低压配电三个等级系列。（见《配电与用电卷》配电网电压等级）

配电管理 包括配电规划建设管理、配电运行管理、设备检修管理等。其中配电运行管理和设备检修管理称为配电生产管理。

配电规划建设管理 包括配电规划管理与配电建设管理。①配电规划管理。制定配电系统在未来较长一段时期内改造、建设和发展计划的管理活动。其目的是指导配电系统有序地进行工程项目的改造、建设，使配电网既能稳定地满足用电需求，提供安全可靠、电能质量合格的电力，又做到投资合理，电能损耗小，运行维护成本低，实现供电企业自身的可持续发展。②配电建设管理。供电企业为满足用户用电需求建设新的配电设施（配电所等）或安装新的设备（馈线、开关设备、变压器等）的管理活动。

配电运行管理 使配电网及其设备处于安全、可靠、优质、经济运行状态所进行的管理活动。应用先进的技术与管理手段，优化配电网及其设备的运行方式，保证对用户的供电质量、降低损耗、提高设备利用率、节约运营成本。包括调度运行管理、设备运行管理、供电可靠性管理、电能质量管理、电能损耗管理。

设备检修管理 为保证配电网设备健康水平，确保安全不间断地供电而进行的必要的维修活动。包括为使设备保持原设计的性能而进行的维修工作，或根据运行条件的变更而部分合理改造原有设计的工作。是消除设备安全隐患，保证配电网可靠运行，提高供电可靠性，确保人身安全的重要手段。

配电关键技术 包括规划技术、设备制造技术、检修技术、继电保护与控制技术、电能质量控制技术、配电自动化技术、分布式电源并网技术等。

规划技术 支撑配电网规划的技术措施。包括负荷预测技术、计算机辅助分析与设计技术等。负荷预测技术是指能比较准确地拟合历年电力负荷增长曲线或描述电力负荷与其他相关参数发展关系的数学模型及其系数指标，并据以预测规划期负荷增长值的技术。负荷预测的客观、正确，将影响到规划新建配电网装备规模及其投资。实际应用的技术方法主要包括时间序列增长趋势模型法、相关参数预测模型法、对比借鉴法、专家经验咨询法等。

设备制造技术 配电设备的制造技术。主要的配电设备包括断路器、负荷开关、导线、电缆、配电变压器等。配电设备技术的发展方向是小型化、低损耗、免维护化与智能化。例如，应用全封闭绝缘设备技术、全封闭组合电器技术，增强设备免维护或少维护的功能；应用新型电压/电流传感器技术，减少开关设备体积，节约成本；应用非晶合金铁芯等高效节能技术，降低变压器损耗；应用可控无功补偿技术，提高电能质量，降低网络损耗；应用机电一体化技术，实现设备智能化。

检修技术 支撑配电网设备检修的技术措施。主要包括配电网设备在线监测技术、配电网不停电作业技术等。在线监测技术对设备整体或其相关零部件性能工况的状态特征量进行检测鉴定，判断其运行状态有无异常与劣化征兆，或对异常情况进行追踪，预测其劣化趋势，确定其劣化程度，以便采取针对性控制措施，防止故障发生，从而减少故障停运时间与停运损失，提高设备利用率。不停电作业技术对配电网设备进行测试、检修、维修和更换部件，是提高供电可靠性的重要手段，对增加供电企业售电量、提高作业效率、提高用户服务质量具

有明显的意义。

继电保护与控制技术　支撑配电网继电保护与控制的技术措施。

（1）继电保护技术。应用继电保护装置，在配电网故障或异常时，向所控制的断路器发出切除故障元件的跳闸命令或者向运行人员发出告警信号，其作用是消除或减轻故障对配电网及其元件的危害，避免故障引起的停电或减少故障停电范围。

（2）控制技术。主要包括无功功率与电压控制技术和消弧线圈自动调谐技术。①无功功率与电压控制技术。通过投切无功补偿装置、调整运行方式，保持配电网整体或部分电压水平和无功功率平衡，其目的是实现配电网无功功率平衡，尽量避免从输电网吸收无功功率或减少吸收的无功功率数量，从而降低电能传输损耗，提高电压质量。②消弧线圈自动调谐技术。通过调整消弧线圈电感参数，实现非有效接地系统（见《配电与用电卷》中压配电网中性点接地方式）单相接地故障电流跟踪补偿，在适当的时机将消弧线圈装置调整到合理的补偿状态，使接地电流维持在较低水平，使接地电弧更易于熄灭，故障消失后限制电网电压恢复速度，减少电弧重燃概率。

电能质量控制技术　应用电力电子和控制技术实现电能质量控制与改善的技术措施。利用静止无功补偿装置、静止同步补偿器、动态电压恢复器、固态开关等柔性配电设备，对谐波、电压波动和闪变、电压暂降与暂升等电能质量的指标进行控制，使其维持在符合技术标准要求的范围内。

配电自动化技术　支撑配电网运行自动化、管理自动化和信息化的技术。利用计算机与通信技术，将中低压配电网的实时运行、电网结构、设备、用户以及地理图形等信息集成，实现其运行监控与管理的自动化与信息化，主要包括馈线自动化技术、运行自动化技术、管理自动化技术、系统集成技术等。是提高配电网运行、管理水平的重要手段，其作用包括提高供电可靠性、配电网容量利用率、电能质量、用户服务质量、管理效率以及降低线损等。分布式电源的大量接入，使配电网成为一个正常运行功率与故障电流双向流动的复杂有源配电网络。高级配电自动化满足有源配电网运行监控与自动化的需要，是配电自动化技术的未来发展方向。

分布式电源并网技术　分布式电源接入配电网以及保证含分布式电源配电网安全可靠运行、电能质量合格的技术措施。是配电技术研究的热点内容，包括分布式电源接入对配电网的影响、配电网接纳分布式电源能力的评估、分布式电源接入技术要求、提高分布式电源接纳能力的技术措施等。分布式电源在世界范围内迅速发展，正在给电力技术带来一场深刻的变革。满足可再生能源发电与分布式电源并网的需要，是智能电网提出并获得迅速发展的重要原因。在智能配电网里，不再被动地限制分布式电源接入的容量，而是从有利于发挥分布式电源的作用、节省整体投资出发，广泛应用主动网络管理技术，最大限度地接纳分布式电源，实现配电网的优化运行。

参考书目

李天友．配电技术．北京：中国电力出版社，2008.

peidian xitong kekaoxing pinggu

配电系统可靠性评估　（reliability evaluation of power distribution system）　对配电系统设施及其组成的网架结构的静态或动态性能，以及各种性能改进措施的效果是否满足规定的可靠性准则进行分析、预测和认定的过程。通过评估配电系统的充裕性（见电力系统充裕性），掌握配电系统可靠性分布水平，发现配电系统的薄弱环节，寻找配电系统的改进方向，用以指导配电系统规划、设计与运行。可以将配电系统可靠性评估与配电系统经济性评估相结合，在合理投资范围内寻求最大限度地减少停电损失的最优方案，达到可靠性与经济性相协调的目的。

指标设定　设定配电系统可靠性评估指标时应考虑：①可以根据配电运行设备状态的观察记录，统计评价获得各类设备的可靠性指标来进行配电系统可靠性评估；②可以应用电力系统可靠性理论模型进行评估。典型的配电系统可靠性评估指标包括：①用户平均停电频率（customer average interruption frequency index，CAIFI），指配电系统中经受停电的用户在统计期间内的平均停电次数，单位为次/户；②用户平均停电持续时间（customer average interruption duration index，CAIDI），指配电系统中经受停电的用户在统计期间内的平均停电时间，单位为h/户；③系统平均停电频率（system average interruption frequency index，SAIFI），指配电系统全部用户在统计期间内的平均停电次数，单位为次/户；④系统平均停电持续时间（system average interruption duration index，SAIDI），指配电系统全部用户在统计期间内的平均停电持续时间，单位为h/户；⑤平均供电可用率（average service availability index，ASAI），指配电系统在统计期间内用户连续供电总小时与用户要求供电的总小时之比，用百分数表示；⑥平均供电不可用率（average service unavailability index，ASUI），指配电系统在统计期间内用户停电总小时与用户要求供电的总小时之比，用百分数表示。

方法　常用的有解析法和模拟法。

（1）解析法。根据配电系统结构、系统和元件功能以及两者间的逻辑关系，建立系统可靠性概率模型，从而计算出配电系统可靠性指标。其优点是物理概念清晰、模型精度高，便于有针对性地进行不同元件性能对电网可靠性的影响分析；缺点是计算量随着系统规模的增大而急剧增大，只能考虑有限的负荷水平，不宜处理相关事件。

（2）模拟法。用计算机产生随机数对系统元件的失效事件随机抽样，构成系统失效事件集并通过概率统计方法建立可靠性指标计算公式。通过模拟元件寿命的实际情况，根据元件寿命的概率分布对系统状态进行若干时间抽样，并对每个抽样状态进行分析和计算，最终得到可靠性指标。模拟法能够计及相关事件的影响，其计算复杂性受系统规模的影响很小，适合于求解比较复杂的系统。但其计算精度与计算时间紧密联系，为了获得较高的计算精度必然需要耗费大量计算时间。另外，模拟法不便于进行有针对性的分析。

沿革　电力系统可靠性评估最早侧重于发电系统，随着电力系统的快速发展和竞争性电力市场机制的逐步建立，使人们更加重视配电系统可靠性评估。1965年，加拿

大等国家就已开展了配电系统可靠性评估的研究；在发达国家，配电系统可靠性评估是配电系统规划决策中的一项常规性工作。中国于20世纪80年代初开始进行配电系统可靠性评估方法和算法等方面的研究，到80年代末进入工程推广应用阶段。各国在配电系统可靠性评估中普遍采用静态性能的概率性准则，并结合自身情况选择不同的配电系统可靠性评估指标，制定出不同的可靠性准则。



qihuo dianjia

期货电价 （electricity future price） 在电力市场中，买卖双方通过合同预先确定的、双方均可接受的、将来某一时段的电能交易价格。

期货电价是相对于现货电价而言的。现货交易较好地满足了总需求，买卖双方交易迅速，结算快捷，是一种常用的电力市场交易方式。但每天每个时段不同，现货电价的波动性、不确定性很大，给发电商和电力公司安排收支计划带来不便，增加了风险。为了减少风险，增加收支的可预测性，在一定时间和范围内保持电价相对稳定，在许多国家，电力供需双方常常签订期货合同，确定期货电价，避免受现货电价波动的不利影响。由于期货交易是远期交易，到时原定的期货电价可能低于或高于现货电价，从而使买方获利或为得到确定的供电而付出代价。期货合同还可以在到期前进行买卖，实现套期保值。

qiye biaozhun

企业标准 （company standard） 对企业范围内需要协调、统一的技术、管理和工作等要求制定的标准。它是标准的一个级别。企业标准由企业的标准管理机构负责制定、发布，是企业组织生产和经营活动的依据。企业产品标准的要求不应低于相应的国家标准、行业标准或地方标准。在中国，企业标准应在发布后30日内向有关标准化管理部门备案。

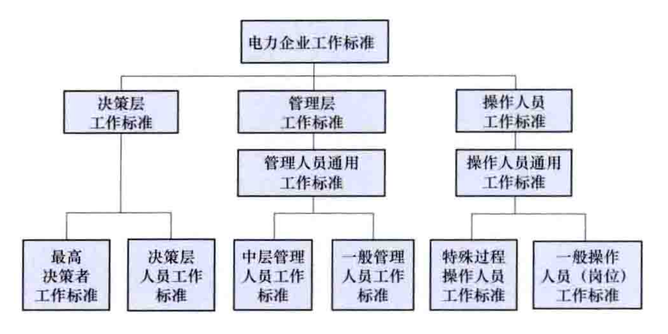
中国的企业标准编号由“Q/”、企业名称代码、企业标准的顺序号和企业标准发布的年号构成，其中企业代码通常根据企业名称特点自行确定或由企业的管理组织（集团公司等）给定。

企业标准制定的范围和内容主要包括：①没有相应的国家、行业或地方标准，而企业在生产、经营和管理活动中需要的标准；②为提高产品质量、促进技术进步、增强市场竞争能力，制定严于国家、行业、地方标准的企业“内控”标准；③根据企业生产现状，编制对国家标准、行业标准和地方标准进行必要选择或补充的企业标准；④企业生产过程中的设计、采购、工艺、工装、半成品、服务等方面的技术标准；⑤企业生产、经营和管理活动中需要的企业管理标准和工作标准。

qiye gongzuo biaozhun tixi

企业工作标准体系 （enterprise duty standard system）

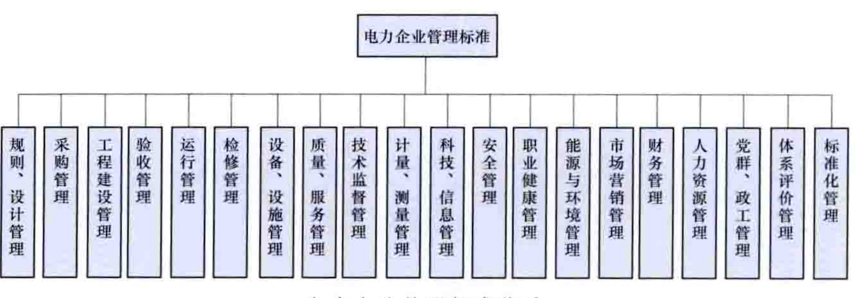
对企业标准化领域中的工作标准按其内在联系形成的科学有机整体。制定企业工作标准体系的目的是为了落实企业技术标准体系和企业管理标准体系的要求，保证企业的生产经营活动按照企业的定位和社会要求得以实现。企业员工根据其在企业内的定位不同各有分工，常见的电力企业工作标准体系如图所示。



电力企业工作标准体系

qiye guanli biaozhun tixi

企业管理标准体系 （enterprise management standard system） 对企业标准化领域中的管理标准按其内在联系形成的科学有机整体。企业管理标准体系的架构应与企业技术标准体系统一，为企业的生产经营和管理活动提供保障。常见的电力企业管理标准体系如图所示。



电力企业管理标准体系

qiye guanli tizhi

企业管理体制 （management system of enterprise）

企业为达到有效管理和运作的目的，根据科学管理的基本原则形成的组织结构、治理结构及管理制度等的总称。企业管理体制是社会经济发展到一定阶段的产物，产生的基础是管理生产和经营的需要，其目的在于维护资产和资源的安全；保证会计信息和其他信息的真实可靠；增强企业的管理功能，从而实现企业的组织方针和目标；提高业务处理的工作效率。

组织结构 包括直线式组织结构、直线职能制组织结构、事业部制组织结构、矩阵式组织结构、母子公司制组织结构、总分公司制组织结构。

直线式组织结构 决策层（管理层）与作业层之间直接

发生联系，下属只接受一个上级的领导，中间没有其他管理层次，责、权、利明确，信息传递路径短，管理效率高。但这种组织结构没有职能部门的专业化咨询和参谋作用，容易产生决策失误和管理粗放。直线式组织结构一般只适用于规模较小、产品单一的企业。

直线职能制组织结构　不仅有直线式的直接指挥系统，而且有按不同职能划分的职能机构。直线指挥机构在本部门的职权范围内有一定的决策权，对其下属有指挥和命令的权力；职能机构是直线指挥机构的参谋，对下级直线部门只提供建议和业务指导作用，没有实施指挥和命令的权力。在这种组织结构中，直线指挥部门与职能部门各司其职，既能发挥直线指挥部门的统一指挥作用，又能充分利用各职能部门提出的专业管理方面的参谋意见。但是当企业规模较大时，部门数量增多，管理层次增多，相互间的协调变得困难，对迅速变化的市场反应不够灵敏。这种组织结构一般适用于较小或中等规模的企业，以及产品、技术和市场环境相对稳定的企业。

事业部制组织结构　在总部下，设立若干个自主营运的事业部。这些事业部或是按产品划分，或是按地区划分，每个事业部都是在上级决策下的分权化利润中心。事业部制组织结构的优点在于各事业部有经营自主权，权、责、利明确，能最大限度地调动事业部的主动性和创造性，适应市场变化的能力强。其缺点是不易发挥企业高级职能机构的作用。

矩阵式组织结构　针对某特定项目或目标而设置，一旦项目或目标完成，此组织结构即解体。在矩阵式组织结构中，同时设置职能部门和项目执行部门，并使之交叉，形成类似数学中的矩阵排列。矩阵式组织结构的优点在于把管理中的纵向联系与横向联系结合起来，加强了职能部门和项目执行部门间的了解和协作，充分利用了企业的管理资源。其缺点在于管理的交叉点过多，容易造成权力之争，当来自横向和纵向部门的意见不一致时，容易造成处于交叉点上的执行人员的无所适从。矩阵式组织结构较适用于同时拥有几个独立项目业务的企业。

母子公司制组织结构　母公司与投资形成的子公司、参股公司共同组成以资本纽带联系的企业集团。集团中的母公司和子公司都是法人实体，独立经营、自负盈亏，具有独立的经济利益。基于母公司对子公司的资本所有权关系，母公司对子公司拥有与投入资本份额相对应的经营决策权、人事任免权和投资收益权等权利。母公司是集团的战略规划中心、决策中心、投融资中心。

总分公司制组织结构　总公司与集团母公司的性质基本相同。不同的是分公司是总公司的派出机构或分支机构，不具有法人地位，不自负盈亏，由总公司对其统负盈亏。分公司在企业中处于利润中心的地位，相对独立核算，并拥有总公司授权范围内的经营自主权。分公司在得到总公司的授权后，在总公司的统一指挥和协调下，可以代表总公司对外开展业务活动。

在市场经济条件下，企业应根据市场的变化和企业在市场中的定位选择、调整企业的组织结构。在同一企业内，可以综合运用几种不同的组织结构模式。一般而言，只要能完成企业任务和目标，组织结构越简单越好。考察一个企业是否良性运作，不在于其组织结构是否清晰和完美，而在于组成企业结构的各个部门及其成员的工作是否有绩效。

治理结构　对运行和管理企业的自然人建立行为规则。公司制企业在几百年的运作实践中，逐渐形成了比较完善和有效的治理结构模式，即设立权力机构——股东会、经营决策机构——董事会、执行机构——经理、监督机构——监事会，形成各负其责、协调运转、有效制衡的公司法人治理结构。它是公司制的核心。在《中华人民共和国公司法》中，详尽地规定了公司制企业法人治理结构的设置及其权责。



管理制度　企业对内部各机构（人员）的运作及行为所做规范的总称。企业的管理制度分为企业章程、规章制度和责任制度等三类。

企业章程　规定了企业的性质、宗旨、任务和企业各项活动必须遵循的行为规范。企业章程是企业的自治法规，从根本上决定了企业的组织原则、业务活动范围和企业发展方向，是企业组织的依据，也是企业活动的规则。企业章程是设立企业的根本性文件，一经批准，即成为具有法律效力的文件。

规章制度　侧重于对企业中各机构（人员）的工作内容、工作范围、工作程序、工作方法进行规范的管理性文件。包括生产管理制度、资金管理制度及技术规程等。

责任制度　侧重于划分企业中各机构（人员）的责任、职权和利益界限，规范相互关系，规定考核标准的文件，包括资本经营责任考核制度、审计监督制度及职工代表大会制度等。

qiye jishu biaozhun tixi

企业技术标准体系　(enterprise technical standard system)　企业标准化领域中的技术标准按其内在联系形成的科学有机整体。企业技术标准体系是对企业产品实现全周期的技术活动进行体系结构的设计和标准明细的梳理。在电力企业中，由于企业生产经营范围的不同，其技术标准体系框架的构成与特点不尽相同，发电企业技术标准体系如图 1 所示；供电企业技术标准体系如图 2 所示。

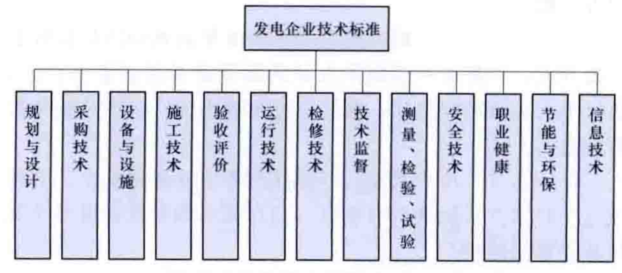


图 1　发电企业技术标准体系

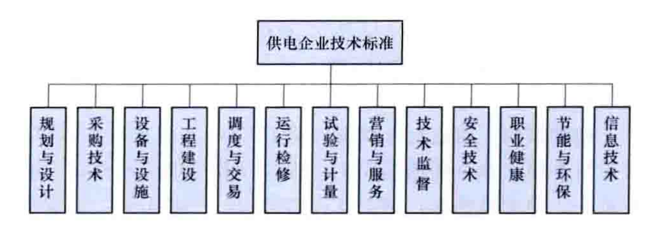


图 2　供电企业技术标准体系

qiye menhu

企业门户　(enterprise portal)　企业提供统一入口、统一展现、统一平台、统一任务、统一流程等服务的信息平台。企业门户可以快速建立企业对企业、企业对员工的信息通道，展示企业存储在内部和外部的各种信息，使企业员工、客户和合作伙伴能够从单一的渠道访问其所需的个性化信息。企业门户提供了集成的内容和应用，以及统一的协作工作环境，是接触用户和提升用户体验的关键，也是实现企业信息聚合组织的重要途径。

特点　包括业务特点和设计特点。

业务特点　包括：①使用户快速获取信息，主动推送用户关心的信息；②按用户岗位聚合信息，建立统一的协作工作平台，提高工作效率；③支持内部信息的发布，如通知公告、新闻动态等；④成为企业统一入口、统一展现、统一任务、统一流程、统一服务的信息平台。

设计特点　包括：①统一的访问渠道。通过将内部和外部各种相对分散独立的信息组成一个统一的整体，使用户能够从统一的渠道访问其所需的信息。②不间断的服务。通过网络和安全可靠的机制使用户在任何时间任何地点都可以访问企业的信息和应用，保证企业的业务运转不停顿。③强大的内容管理能力。支持几乎各种结构化和非结构化的数据，并可以搜索和处理各种格式的文档，能够对企业各种类型的信息进行处理。④个性化的应用服务。可以根据不同用户的需求定制个性化的数据和应用。⑤高度的可扩展性。能适应企业新的人员和部门的调整变化，满足企业业务调整和扩展的要求。⑥安全可靠的保障。通过安全机制保证数据的机密性及完整性，保障企业业务的正常运转。可以提供的安全机制包括认证、角色分配、用户和组的特权、用户操作监督等。

功能　主要包括框架功能、集成功能、协作功能、综合信息展现、统一入口和发布功能。

框架功能　为其他应用系统提供一个基础的连接平台。

集成功能　包括界面集成、单点登录、应用集成等各个层面的集成服务。

协作功能　增强员工、部门、项目组协作的能力，包括信息共享（如论坛、博客）、即时交流、文档管理、项目管理等功能。

综合信息展现　提供综合报表和方便直观的图形化数据展现方式，方便各个层面的人员观察和查看关键业务信息，包括个人关键绩效指标、部门关键绩效指标、生产分析月报等信息。

统一入口　用户通过门户连接到各个业务系统上，方便通过一站式方式处理所有业务。门户的功能丰富性取决于其与多少系统连接。

发布功能　通过门户展示不同的内部信息，包括新闻、信息、公告等。

发展历程及趋势　1998 年，企业信息门户的概念被正式提出，目的是为了打破应用系统之间的壁垒，摆脱结构化信息和非结构化信息纷杂繁复的困扰，通过企业信息门户形成一个协同的信息平台。初期的门户软件产品仅仅是为使用者提供单一入口，便于其获取工作所需的内容、信息。随着技术发展革新及客户需求的变化，企业门户融合了越来越多的应用功能，包括内容管理、文档管理、信息分类和组织、指标展现、工作协同、知识管理等。

随着企业门户 2.0 概念的提出，企业门户已经不再是仅仅打破业务应用之间壁垒形成统一的工作平台，更是以员工协作、互动为基础的服务中心。建立以工作任务为中心的协作沟通、知识共享等功能，能有效提升企业门户协同能力和整合业务应用信息。企业门户应更加注重企业级信息的组织，以用户为中心的任务协作与信息展现，注重用户体验，以专业化功能为驱动、以服务用户为导向来设计和实施企业信息门户将是未来发展的方向。

见一体化信息集成平台、信息网络、信息系统应用集成、电力客户服务系统。

qiye wenhua

企业文化　(corporate culture)　企业在长期的经营活动中形成的，在企业占据主导地位的，并为广大员工认可的企业价值观。具体包括：价值观念、经营理念、经营目标、企业精神、社会责任、经营形象等。企业文化具有凝聚作用、导向作用、激励作用和约束作用。

内容　企业文化是一个有机的整体，包括物质层、制度层和精神层等三个层次的内容。物质层是指企业环境和企业文化建设的硬件设施等，包括生产资料文化、产品文化、环境文化，包括品牌、包装、厂容厂貌等。制度层主要是对企业的人、财、物、事的各种动的和静的状态都有明确的标准和规定，包括企业中的习俗、习惯和礼仪，以及已经成文或约定俗成的制度等。精神层包括变革观念、竞争观念、效益观念、市场观念、服务观念、价值观念、道德观念及战略观念，还有民主意识、思维方式和经营管理思想，具体表现在劳动态度、行为取向和生活方式等方面。

管理　企业文化的梳理、凝练、深植、提升的整个过程。主要内容包括企业文化建设、企业文化传播和企业文化评估。一个管理周期是由企业文化建设开始，经过企业文化的传播，到企业文化评估结束。

沿革　企业文化是随着企业的发展而发展起来的。20 世纪 80 年代，日本经济高速发展，日本企业焕发了勃勃生机。美国一些经济学家开始关注日本企业，通过针对日本企业管理实践的研究，发现以往的管理理论只注重企业中存在的人员、资金、技术设备和组织结构等传统要素，却没有注意企业文化这一要素的存在，随之提出企业文化理论。

最早提出企业文化概念的是美国的管理学家 W. 大内(W. Ouchi，1943—)。他在 1981 年出版的专著中提出：日本企业成功的关键因素是它们独特的企业文化。这一观点引起了管理学界的广泛重视，吸引了更多的人从事企业文化的研究。此后两年内，美国先后出版了三本企业文化著作。阿索斯等人的专著中阐述了日本企业特有的企业文化，

A. 肯尼迪（A. Kennedy）等人的专著以日本的经验为基础，构建了企业文化理论的框架。T.J. 彼得斯（T. J. Peters，1942—）等人在1982年出版的专著中，则运用企业文化的理论框架研究美国企业的成功经验。日本管理学者在美国企业文化理论研究基础上进行了系统的研究，认为企业文化是静悄悄的企业革命，是现代管理的成功之道。

qiye zhanlüe guanli

企业战略管理 （enterprise strategy management）

为企业的未来发展方向制定决策和实施决策的活动。企业战略管理的目的是为企业制定科学、正确的发展战略，实现综合效益最大化，是电力企业管理的主要内容之一。企业战略管理过程可分为战略分析、战略选择及评价、战略实施及控制三个阶段。

战略分析　对企业的战略环境进行分析和评价，并预测这些战略环境未来发展的趋势，以及这些趋势可能对企业造成的影响及影响方向。战略分析包括企业外部环境分析和企业内部条件分析两部分。①企业外部环境分析的目的是为了适时地寻找和发现有利于企业发展的机会，以及对企业存在的威胁，以便在制定和选择战略中能够利用机会而避开威胁。电力企业的外部环境分析主要包括宏观环境分析和电力行业竞争结构分析两部分。其中，宏观环境分析主要包括政治环境、法律环境、经济环境、科技环境、社会文化环境和自然环境等，电力行业竞争结构分析主要包括针对新进入者、可替代品、现有企业之间的竞争、供应商讨价还价能力、电力用户讨价还价能力等方面的分析。②企业内部条件分析的目的是为了发现企业具备的优势或劣势，以便在制定和实施战略时能扬长避短、发挥优势，有效地利用企业的资源。电力企业内部条件分析主要包括组织结构、人员数量及素质、财务状况、设备状况、市场营销能力、科技开发能力、企业历史目标和战略分析等。

战略选择及评价　实质就是战略决策过程，即对战略进行探索、制定及选择。一个企业可能会制订实现目标的多种方案，这就需要对每种方案进行鉴别和评价，以选择适合企业自身的方案。

战略实施及控制　在企业的战略方案确定后，通过具体化的实际行动才能实现。在战略的具体化和实施过程中，为了使实施中的战略达到预期目的，实现既定的战略目标，必须对战略的实施进行控制，即将实际成效与预订的目标进行比较。当两者有显著的偏差时，应当采取有效措施进行纠正；当由于原来分析不够全面、判断有误，或是环境发生了意想不到的变化而引起偏差时，应重新审视环境，制订新的战略方案，进行新一轮的战略管理。

中国电力企业的战略管理指引企业的经营和发展，特别是在电力市场化改革不断深入，面临的环境更加复杂多变的背景下，必须通过实施战略管理，保持正确的发展方向、合理的企业定位。

qiye zichan guanli xitong

企业资产管理系统 （enterprise asset management system）　企业以资产为对象进行经营等活动的信息化解决方案的总称。该系统在企业运行维护中、在不明显增加维修费用的前提下，采用现代信息技术降低停机时间、增加生产产量的一套信息管理系统。这里的资产特指企业生产所用的各类机器设备，以及为保障生产连续、稳定运行所涉及的各种物资备件。

基本功能　包括：基础管理、工单管理、预防性维护管理、资产管理、作业计划管理、安全管理、库存管理、采购管理、报表管理、检修管理、数据采集管理；工作流管理、决策分析等为可扩展模块。这些模块是以资产模型、设备台账为基础，强化成本核算的管理思想，以工单的创建、审批、执行、关闭为主线，合理安排相关的人、财、物资源；与实时数据系统集成，将传统的被动检修转变为主动预防性维护；通过跟踪记录设备全过程的维护历史活动，将维修人员的个人知识转化为企业范围的智力资本。贯穿企业资产管理的是一种以企业流程或资产为中心的管理观点，通过信息技术平台，优化资产配置，降低运行成本，促进库存优化，科学合理地安排维修计划，从而有效地帮助企业提高经济效益和市场竞争力。

实施要点　包括数据准备、业务逻辑、系统应用和持续改进等要点。

数据准备　实施企业资产管理过程中需要准备大量的基础数据，包括设备台账（设备编码、位置编码及设备相关信息编码）、物资编码、库存管理（库存位置编码、库存条目编码），还包括企业的人员数据、班组、专业、部门编码等。必须保证各类、各项编码的规范性、唯一性。基础数据的准确、完整、规范，直接关系到系统实施结果。

业务逻辑　企业通过全面、认真地梳理业务流程，将各项工作和任务都分解为程序性的步骤，以各级管理人员确认的方式，通过系统将流程固化下来，尽可能避免工作环节出现体外循环的情况，保证系统运行的流畅性和规范性。初次实施企业资产管理的企业，原有业务流程不应做大的变动，局部可进行一些优化、改进。

系统应用　企业资产管理系统的实施、应用，意味着企业各级人员工作时由原来面对纸张、电话，人和人的沟通，转变为面对计算机环境。首先必须通过大量的、不同层次的培训和现场指导，使员工尽快适应这种全新的管理方式、工作方式；其次，要尽可能地满足业务部门的合理需求，构建友好、直观的操作界面，开发必要的分析、展示功能，使各层次人员都能看到、体会到系统的应用效果。

持续改进　企业资产管理系统的上线运行，对于企业信息化的资产管理仅仅是一个开始，要真正发挥其管理效益和经济效益，就必须对系统进行持续改进。一方面要对录入系统的数据、编码加强维护，责任到人，保证数据的完整、及时、准确；另一方面要在总结应用的基础上，运用科学、先进的管理思想和理念，不断地改进、优化业务流程。随着系统应用时间的延续，信息在不同部门之间不断地被采集、传递、汇总、对比、积累、反馈，参数得到优化，标准得到确认，模型趋于准确，知识日渐丰富。

发展阶段　第一阶段是应用各种维护理论和计算机辅助维护管理系统（computerized maintenance management system，CMMS）对单个系统、单一设备进行管理，便于控制和维护相关的人工和材料，预测资产的表现。第二阶段，通过制造资源计划（manufacturing resource planning，

MRP）与计算机化的设备维护管理系统的结合，对企业完整的生产设备系统进行维护管理，以期提高维护效率和设备可靠性，维护本身也从被动维护转为主动预防性维护，对备品、备件的采购管理更加严谨、科学、合理。第三阶段，是企业资产管理系统与企业资源计划的融合，资产管理上升为一个企业管理关键点，企业资产管理系统已成为生产、设备、物资、检修、财务、人资等相关部门的一个共享平台，资产管理的重点在预防性维护的基础上，同时重视提升设备的功能表现。资产的规划、立项、投资、建设、运行、维护、退役和报废各阶段的信息前后关联、相互传递，并与企业的价值管理实时同步，相互约束，从而完成资产的全生命周期管理。

见发电厂信息化、厂级监控信息系统、物资管理信息系统、输变电设备状态监测系统。

qiye ziyuan jihua

企业资源计划 （enterprise resource planning，ERP）

以系统化、集成化和流程化的管理思想，为企业提供针对人力、财务、物资等资源集成一体化的企业信息管理平台。ERP是企业实现先进管理模式的手段，是提高企业经济效益的解决方案，其主要宗旨是对企业所拥有的人、财、物、项目、设备等综合资源进行综合平衡和优化管理，协调企业各管理部门，围绕市场导向开展业务活动。ERP实现各业务系统的完全整合和信息共享，实现对集成单位的全面管控，促进管理的创新和改革，保证系统内信息流、资金流、物流的畅通，全面提高企业的经济效益，并提高企业的管理水平。

主要功能模块 包括财务管理、人力资源管理、客户关系管理、物资管理和资产管理等功能模块。

财务管理 在ERP系统中的财务管理，要彻底改变与业务管理分离的状况，要与生产、营销、物资等管理整合起来。以成本管理为核心，实现生产过程、物流配送过程与资金流动过程的实时控制，保持财务数据与生产、物资等数据的同步记录。[见财务（资金）管理信息系统]

人力资源管理 人力资源已经成为企业发展和实现持续发展的最关键资源。在ERP中的人力资源管理，要体现人才战略思想、体现价值分配原则。其内容包括维护人事档案、岗位设置、招聘管理、绩效管理、能力素质评价、薪酬分配、人员培训等。（见人力资源管理信息系统）

客户关系管理 从ERP的视角来看，实现供应商与客户的关系管理，在ERP系统中记录供应商或客户资料，且更深的管理目标是实现与供应商或客户的信息共享，建立良好的合作伙伴关系，提高客户的忠诚度与满意度。

物资管理 在生产过程中，对生产所需物资的采购、使用储备等行为进行计划、组织和控制。（见物资管理信息系统）

资产管理 对企业生产所用的各类机器设备，以及为保障连续、稳定运行所涉及的各种物资条件进行计划、组织和控制。（见企业资产管理系统）

沿革 ERP是在物料需求计划（material requirement planning，MRP）和制造资源计划（manufacturing resource planning，MRPⅡ）的基础上，随着计算机和互联网的发展而发展起来的又一更高层次的企业管理模式。20世纪60年代，随着计算机系统的发展，使得短时间内对大量数据进行复杂运算成为可能。1965年，提出了物料需求计划理论，为解决采购、库存、生产、销售的管理问题，发展出了生产能力需求计划、车间作业计划以及采购作业计划理论等。20世纪80年代，随着计算机及网络技术的迅速发展，企业内部信息得到充分共享，MRP的各子系统也得到了统一，在物料需求计划的基础上增加了财务、成本和工程技术等管理功能，即形成了制造资源计划理论。ERP于1991年由美国加特纳公司（Gartner Group Inc.）提出。

见一体化信息集成平台、业务应用管理信息系统。

qihou bianhua

气候变化 （climate change） 气候状态相关量的平均状态在某一期间内统计学意义上的明显改变。气候变化的原因可能是自然内部过程或外部强迫，或是由于大气成分和土地利用中持续的人为变化。《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC）将气候变化定义为“在可比时期内所观测到的在自然气候变率之外的直接或间接归因于人类活动改变全球大气成分所导致的气候变化”。《联合国气候变化框架公约》对可归因于人类活动而改变大气成分后的气候变化与可归因于自然原因的气候变化做出了明确的区分。

由于人类活动和自然变化的共同影响，全球气候变化以变暖为主要特征。2007年联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）第四次评估报告指出，全球气候变暖已是不争的事实。1906～2005年全球地表平均温度上升了0.74℃。20世纪后50年北半球平均温度是近1300年中最高的。气候变暖造成北极海冰面积明显减小，北半球积雪面积明显减小，山地冰川和格陵兰冰盖加速融化，北半球多年冻土层正在融化。海洋升温引起海水膨胀，20世纪全球平均海平面上升约0.17m。1998年以来，虽然人类排放的二氧化碳仍在不断增加，而全球气候变暖的趋势或速率有所减缓。在1998年以前的20年每10年平均增温约0.2℃，1998年以后不到0.1℃。

气候变暖导致极端气候事件趋多、趋强。20世纪50年代以来，全球许多地区热浪频繁发生，强降水事件和局部洪涝频率增大，风暴强度加大。尤其是20世纪70年代以来，热带和副热带地区（特别是非洲地区）的干旱更频繁、更持久、更严重，影响范围不断扩大；台风和飓风强度增强，强台风频率增大，由20世纪70年代初的不到20%增加到21世纪初的35%以上。

qiangzhixing biaozhun

强制性标准 （mandatory standard） 在一定范围内，通过法律、行政法规等强制性手段加以实施的标准。国外一般称为技术法规。强制性标准具有法律属性，一经颁布，必须贯彻执行。不执行强制性标准造成恶劣后果和重大损失的组织和个人，要承担法律责任并受到经济制裁。强制性标准以保障国家安全、防止欺诈、保护人体健康和生命安全、保护动植物生命和健康、保护环境为目的。

《中华人民共和国标准化法》规定的强制性标准主要包括：①有关国家安全的技术要求；②保障人体健康和人身、

财产安全的要求；③产品及产品生产、储运和使用中的安全、卫生、环境保护要求及国家需要控制的工程建设的其他要求；④工程建设的质量、安全、卫生、环境保护按要求及国家需要控制的工程建设的其他要求；⑤污染物排放限值和环境质量要求；⑥保护动植物生命安全和健康要求；⑦防止欺骗、保护消费者利益的要求；⑧国家需要控制的重要产品的技术要求。中国的强制性标准在标准编号中不含“/T”。

根据世界贸易组织（WTO）的相关规定和国际惯例，涉及国家安全、防止欺诈、保护人身健康和安全、保护动植物生命和健康、保护环境等属强制性标准范畴。

qiangzhi yuanli

强制原理 （compulsory principle） 采取强制管理的手段控制人的意愿和行动，使个人的活动、行为等受到安全生产管理要求的约束，从而实现有效安全生产管理的基本规律。强制，就是不必经管理对象同意便可采取控制行动。任何管理均带有一定的强制性，安全生产管理更需要具有强制性，安全生产管理的强制性是由事故损失的偶然性、人的冒险心理以及事故损失的不可挽回性、安全管理的目的性所决定的。安全生产方针和安全管理原则是强制原理的应用和体现，“安全第一”是安全生产方针的重要内容，也是安全管理的基本原则，该原则强调必须把安全生产作为衡量企业工作好坏的一项基本内容，作为一项有“否决权”的指标，不安全不准进行生产；管生产必须管安全以及“五同时”原则（即在计划、布置、检查、总结、考核生产工作的同时，计划、布置、检查、总结、考核安全工作）。实现安全强制性管理，需要严格执行法律、法规、标准和各项规章制度，强制管理更强调规范化、制度化、标准化。同时，还要有管理和监督体系，以保证被管理者始终按照行为规范进行活动。为实现安全生产，保护员工的安全与健康，必须设立安全生产监督管理部门，配备合格的监督人员，赋予其必要的强制权力，履行其监督、检查职责，追究和查处违章失职行为，保证安全管理工作落到实处。强制原理与系统原理、人本原理、预防原理等一起构成安全生产管理的基本原理。强制原理的运用原则主要有安全第一原则和监督原则。

安全第一原则 要求在进行生产和其他活动时，把安全工作放在一切工作的首要位置。当生产和其他工作与安全发生矛盾时，要以安全为主，生产和其他工作要服从安全。安全第一是安全生产管理的基本原则，也是安全生产方针的重要内容，贯彻安全第一原则，就是要把保证安全作为完成各项任务、做好各项工作的前提条件。

监督原则 为促使各级生产管理部门严格执行安全法律、法规、标准和制度，保护职工的安全与健康，实现安全生产，必须授权专门的部门和人员履行监督、检查和惩罚的职责，追究和惩戒违章失职行为，对企业生产中的守法和执法情况进行监督。

Qinghai Sheng dianli gongye

青海省电力工业 （electric power industry in Qinghai Province） 青海省位于青藏高原的东北部，与四川、甘肃、新疆、西藏四省区相邻，全省平均海拔在3000m以上，面积72.23万km^2。2012年底，全省常住人口为573万人。

青海省电力工业始于1941年。该年2月8日青海西宁电厂第一台29kW柴油机组发电。到1949年末，全省只有一座发电厂，发电装机总容量仅有198kW，年发电量48万kW·h，有6.6kV输电线路22km，变压器16台，变电容量555kV·A。

水能、煤炭、石油、天然气、风能及太阳能是青海省的主要发电资源。青海是长江、黄河发源地，水能资源十分丰富，理论蕴藏量为2165万kW。500kW及以上可开发的水电站达172处，可装机容量达1799万kW。尤其是龙羊峡至寺沟峡276km的黄河河段内，落差860m，可建大型水电站6座（龙羊峡、拉西瓦、李家峡、公伯峡、积石峡、李沟峡），中型水电站7座（尼娜、直岗拉卡、康扬、苏至、循化、山坪、大河家），总装机容量可达1100万kW。煤炭资源多集中在青海北部，已探明煤炭储量43.3亿t。石油、天然气资源大部分集中在柴达木盆地，1999年已探明石油储量42亿t，天然气1500亿m^3，太阳能和风能资源也较丰富，太阳能全省年日照时长在2300～3600h之间，其中柴达木盆地达3000h以上，辐射强度仅次于西藏，是太阳能Ⅰ类地区，也是世界太阳能高值区之一。省内大部分地区风能资源较丰富，属风能Ⅱ类地区，全省90%以上地区平均风速在3m/s以上。

电源建设 1944年开始建设西宁水力发电厂，2台机组分别于1945年和1948年建成发电。1954年和1958年分别建成西宁、桥头2座火力发电厂，初步形成“两火一水”的西宁电网。1987年，龙羊峡水电站第一台机组建成投运，1989年4台32万kW机组全部建成。1985年9月，黄河上游龙羊峡至青铜峡河段规划开发的第三座大型梯级电站——李家峡水电站（4×40万kW）开始兴建，1999年4台机组全部建成投运。公伯峡水电站于2001年开工建设，2004～2006年，5台30万kW机组先后投产发电。1996年和2000年，桥头发电厂五期、六期扩建工程先后建成，投产4台12.5万kW机组，2002年5号机组（12.5万kW）并网成功。2000年后，尼那水电站（4×4万kW）、直岗拉卡水电站（5×3.8万kW）、积石峡水电站（4×25万kW）及一些地方小水电站相继建成发电。黄河上游龙羊峡至青铜峡河段规划的第二座大型梯级电站拉西瓦水电站（6×70万kW）已安装的5台机组于2010年全部并网发电。截至2012年底，青海省发电装机容量1469万kW，其中水电装机1101万kW，火电装机230万kW，风电装机2万kW，太阳能发电装机136万kW；全省发电量592.2亿kW·h，其中水电发电量458亿kW·h，火电发电量120亿kW·h，风电发电量0.2亿kW·h，太阳能发电量14亿kW·h。

电网建设 1971年，建成甘肃省刘家峡水电厂经连城至西宁的220kV送变电工程，实现甘肃、青海联网运行。龙羊峡水电站开始兴建后，以330kV为主网架的输变电工程开始进入大规模建设时期。1987年龙羊峡水电站投运后，形成了以西宁为中心的330kV、110kV、35kV不同电压等级配置的电网结构，使青海电网跨入超高压、大电厂、大机组的时期，成为西北电网的重要组成部分。

进入20世纪90年代，电网建设进一步加快，1990～

2002年，青海电网建成330kV李家峡—兰州西2回、李家峡—硝湾、龙羊峡—乌兰—格尔木、李家峡—阿兰—海石湾共14条线路，总长1260km。建成330kV阿兰、硝湾、乌兰、格尔木、湟源5座变电站，总容量174万kV·A。截至2002年底，全省有35～330kV线路7951km，变电站主变压器容量798.1万kV·A。

“十一五”期间，青海新增输配电线路、变电容量均翻了一番，电网覆盖面积新增3万余km²，初步建成750kV主干电网。2010年，电网主网架建设快速推进，330kV向阳输变电工程、日月山—鑫恒送出工程等一大批重点项目相继投产；全力推进青藏交直流联网工程建设，750kV日月山变电站作为工程首段变电站顺利投运。

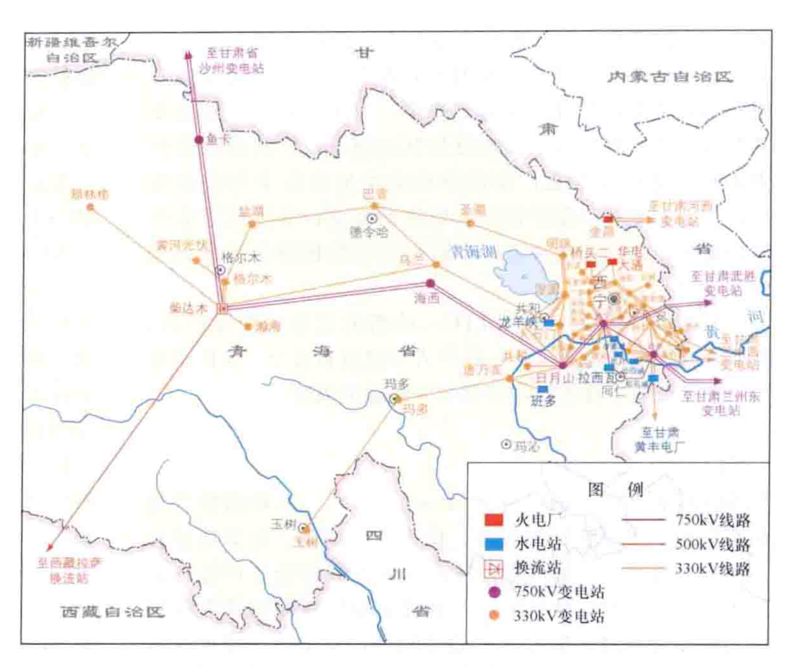
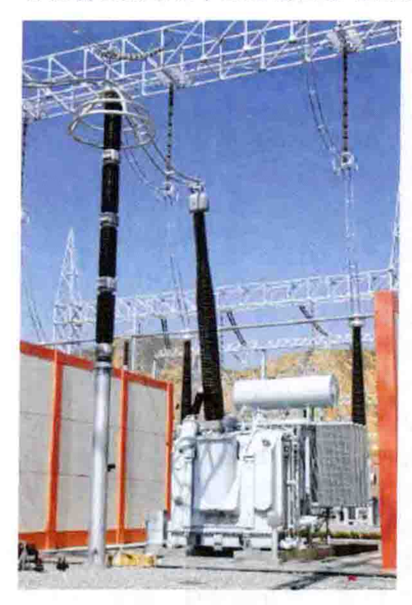


图2 青海电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

2011年，新疆—格尔木750kV输变电工程（新疆与西北联网第二通道750kV输变电工程）获准开展前期工作。官亭750kV变电站（见图1）扩建、丁香330kV输变电工程、西格电铁供电工程等一批重点项目按期建成。9月，西宁—格尔木750kV输变电工程提前投入运行，11月，格尔木—拉萨直流输电工程带电投运。大规模光伏发电并网运行控制试点工程率先通过国家电网公司验收。超常规推进光伏发电送出工程建设，建成330kV聚明汇集站，实现40座共100.3万kW光伏电站年底前并网的目标。


图1 官亭750kV变电站电抗器（国家电网公司 提供）

截至2012年底，青海110kV及以上输电线路17118km，拥有750kV变电站4座，330kV变电站24座，110kV变电站163座，35kV变电站186座。随着青藏交直流联网工程的建成（见西藏自治区电力工业），青海电网由西北终端电网变为交直流混合的枢纽电网，各级电网联络日趋紧密，输变电设备水平进一步改善，配电网供电能力和可靠性进一步提高。2013年青海电网主接线图如图2所示。

用电状况 至2012年底，青海全省全社会用电量602.23亿kW·h，同比增长7.41%。其中，第一产业用电量达1.05亿kW·h，第二产业用电量达562.28亿kW·h，第三产业用电量达20.59亿kW·h，城乡居民生活用电量达18.31亿kW·h。

电力体制 1958年8月前，青海省的电力管理机构是青海省工业厅电业管理局。1958年8月，青海省水利电力厅成立，1961年10月撤销。其后，电业管理局又先后隶属于青海省重工业厅和工业厅。1971年4月，青海省水利电力局成立。1979年10月，青海省电力工业局成立。青海省电力公司成立于1990年，是西北电力集团公司的全资子公司，与青海省电力工业局合署办公，一套机构，两块牌子。2001年3月，撤销青海省电力工业局。青海省电力公司是国家电网公司的全资子公司，主要负责青海省内的电网规划、建设、运营和电力供应，承担着为青海经济发展提供安全、可靠、优质电力供应的任务。供电面积44.1万km²，占全省总面积的61%。2012年年售电量507.9亿kW·h，同比增长20.3%。

1999年10月，黄河上游水电开发有限责任公司（简称黄河水电公司）成立，是集黄河上游水电开发、建设、生产、经营于一体的法人实体。2000年1月1日，龙羊峡水电站、李家峡水电站与青海省电力公司实行体制性分离，划转黄河水电公司。桥头发电厂通过股份制改造成立青海桥头发电有限责任公司，由青海省投资公司控股，2001年与青海省电力公司体制性分离，2002年4月与新建的电解铝产业组建成立青海桥头铝电股份有限公司。2012年，黄河水电公司完成发电量453.15亿kW·h，同比增长28.1%。其中，水电449.31亿kW·h，新能源发电3.84亿kW·h。电解铝产量56.1万t，多晶硅产量808.03t，太阳能电池产量121.22MW，电池组件产量51.82MW。2012年12月11日，黄河水电公司多晶硅项目二线（见图3）



图3 黄河水电公司多晶硅项目二线（解岚心 摄）

产出第一炉电子级多晶硅产品。到2012年底，黄河水电公司电力装机容量1107.14万kW，其中，水电装机容量1072.84万kW，光伏发电装机容量34.10万kW，风电装机容量0.2万kW。电解铝产能55.5万t，多晶硅产能1250t，太阳能电池产能200MW，电池组件产能150MW。资产总额613.19亿元，同比增加34.11亿元。资产负债率80.3%，同比降低2.06个百分点。

qingjie shengchan

清洁生产 (cleaner production) 减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放的一种生产方式。与传统的污染物末端控制相比，清洁生产更加强调从设计、能源和原材料选用、工艺技术、设备、管理等生产和服务的各个环节的源头及生产全过程控制污染，同时提高污染物治理和资源利用的效率和效益。实施清洁生产的措施包括改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等。

电力工业清洁生产 通过合理推进电源结构调整，提高非化石能源比重，从源头削减污染物的产生；通过生产全过程节能节水与污染物排放控制，提高机组清洁化水平；实施粉煤灰、脱硫石膏、废水等废物的资源化利用；充分发挥电网在促进电力行业清洁生产中的作用，包括加快智能电网建设、优化机组和电网的运行水平、保障非化石能源并网发电等，减少电力行业的能源消耗和污染物排放。

电力企业清洁生产审核 是促进现有电力企业清洁生产工作的主要途径之一；是按照一定程序，对生产和服务过程进行调查和诊断，找出能耗高、物耗高、污染重的原因，提出减少有毒有害物料的使用和产生，降低能耗、物耗以及废物产生的方案，进而选定技术可行、经济合算及符合环境保护的清洁生产方案的过程。清洁生产审核分为自愿性审核和强制性审核，以企业自行组织开展为主。审核程序一般包括审核准备，预审核，审核，实施方案的产生、筛选和确定，编写清洁生产审核报告等。

沿革 清洁生产的概念起始于1976年开始出现，1979年4月欧洲经济共同体理事会宣布推行清洁生产政策。20世纪90年代初，许多国家采取多种措施鼓励采用清洁生产技术，美国、日本、德国等国家形成清洁生产相关的法律体系。2002年6月中国颁布《中华人民共和国清洁生产促进法》并于2012年2月进行修正，这是中国第一部以源头削减污染和生产全过程控制污染为主要内容的专门法律。

见循环经济。

quyu biaozhunhua zuzhi

区域标准化组织 (region organization for standardization) 国际上权威性的区域标准化组织主要包括欧洲标准化委员会（Comité Européen de Normalisation，CEN）、欧洲电工标准化委员会（European Committee for Electrotechnical Standardization，CENELEC）、欧洲广播联盟（European Broadcasting Union，EBU）、亚洲大洋洲开放系统互连研讨会（Asia-Oceania Workshop，AOW）和亚洲电子数据交换理事会（Asia EDIFACT Board，ASEB）等。

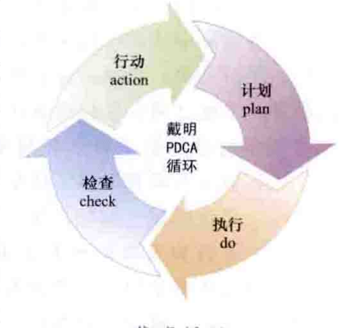
quanmian zhiliang guanli

全面质量管理 (total quality management) 以质量为中心，预先对整个系统中影响产品质量和工作质量的各种因素加以控制，从而充分保证产品和服务质量的均一性、优质性的活动。全面质量管理的核心思想是在一个企业内各部门中做出质量发展、质量保持、质量改进计划，从而以最为经济的水平进行生产和服务，使用户或消费者获得最大的满意度。全面质量管理具有全过程性、全员性和全面性三个特点。

最早提出全面质量管理概念的是美国通用电气公司质量管理部的部长A. V. 菲根堡姆（A. V. Feigenbaum，1920—）博士。1961年，他强调执行质量职能是公司全体人员的责任，应该使全体人员都具有质量的概念和承担质量的责任。20世纪60年代初，美国一些企业根据行为管理科学的理论，在企业的质量管理中开展了依靠职工“自我控制”的“无缺陷运动”(Zero Defects)；日本在工业企业中开展质量管理小组活动，使全面质量管理活动迅速发展起来。全面质量管理在电力行业的应用是综合运用各种方法，对电力产品和相关工作质量进行全面管理的闭环过程。

管理对象 全面的质量概念包括产品质量和工作质量。在电力企业管理中，产品质量即为电力产品的质量，包括频率质量、电压质量及供电可靠性。工作质量是指与产品质量有关的工作对于产品质量的保证程度。在电力企业中，工作质量是指为了达到安全、经济、可靠地发供电进行的计划、生产技术、安全监察、供应、人事、后勤、教育培训、设备检修、运行操作、监测计量的工作质量。工作质量的指标主要有：劳动生产率、工时利用率、设备完好率、固定资产利用率、电费回收率及可比产品成本降低率等。

基本工作方式 PDCA循环工作法。PDCA是计划(plan)、执行(do)、检查(check)、处理(action)4个英文词汇的首字母，表明一个工作的四个阶段。①P——通过调查、总结和研究，为提高产品质量制订各项技术、经济、管理计划，并为实现计划拟订必要的措施；②D——实施所定的计划和措施；③C——检查、调整计划和措施的实施；④A——总结经验教训，反馈到下一轮工作过程的计划和措施中。这四个阶段形成一轮完整的工作过程，循环往复，每一轮循环都使下一轮循环的质量有所提高。这种工作方式是美国学者W. E. 戴明（W. E. Deming，1900—1993）提出的，故称戴明循环。



戴明循环

主要方法 主要是运用数理统计分析和系统工程学的方法。20世纪70年代，已形成的排列图、因果分析、直方图、控制图、分层法、检查表和相关图等7种标准工作方法，都是建立在统计分析理论上的。20世纪70年代以后，运用系统工程学的原理，形成了新的7种标准工作方法，即关联图、亲和图法、系统图、过程决策程序图、矢线图、矩阵图和矩阵分析。中国的质量管理学者习惯把20世纪70年

代及以前的常用方法称为老 7 种工具，而把 70 年代以后的新方法称为新 7 种工具。它们都是实现 PDCA 循环的实用操作工具。这些具体工具的运用，一般称为质量控制（quality control，QC）。

质量保证体系认证制度　经济的全球化和技术的信息化及全球经济贸易日益发展，形成了统一的世界市场。世界各国也都对质量和质量管理建立了统一的规范，并按国际通行的标准和程序建立质量保证体系认证制度（简称认证制度）。认证制度把各行业各企业的质量管理纳入了可通行于世界的范畴。世界所有加入和正在加入世界贸易组织（WTO）的国家，都推行了国际标准化组织（ISO）制定的 ISO 9000 系列标准。这套标准是国际标准化组织在 1987 年颁发的，并于 1994 年进行了修订。中国在 1995 年将它全面转化为国家标准，称之为 GB/T 19000-ISO 9000 系列标准。ISO 9000 系列标准于 2005 年进行了再次修订，中国于 2008 年据其修订了国家标准。中国于1988～1995 年先后颁布了《中华人民共和国标准化法》和《中华人民共和国产品质量法》，以及《中华人民共和国产品质量认证管理条例》《中华人民共和国质量认证管理条例实施办法》《产品质量认证委员会管理办法》《产品质量认证检验机构管理办法》《质量体系审核员和实验室评审员国家注册管理办法》《产品质量认证证书和认证标志管理办法》《质量体系认证机构认可规则》和《质量体系认证实施程序规则》。这 9 个文件都是以国际标准化组织（ISO）和国际电工委员会（IEC）联合发布的质量认证国际指南为基础的，使全面质量管理在已有基础上，充实了下列内容：



（1）中国的认证制度采用国际上通行的第三方认证，即由已获得国际承认的中国国家技术监督局直接管理和认证的制度。严格地说，全面质量管理只能保证企业一个产品批次的质量，不能证明保证持续批次的质量。世界公认履行 ISO 9000 系列标准的第三方认证制度，可以保证质量的持续可靠。认证制度为顾客提供了质量证实的严格标准。

（2）质量管理法制化、规范化，并与国际接轨。

（3）质量和质量管理有了更严谨的定义。质量的定义是：反映实体满足明确、隐含需要的能力特性的总和。质量管理的定义是：确定质量方针、目标和职责，并在质量体系中通过质量策划、质量控制、质量保证和质量改进等，使全部管理职能发挥作用的工作。

（4）GB/T 19000-ISO 9000 系列标准，定性具体、定量严谨、程序规范，认证机构为国际公认的独立于制造厂、销售商和顾客之外的有权威的第三方，使企业的质量管理可检查、可比较、可操作，无论是自评估、互评估、顾主评估、行政评估和行业评估，都可以做到公平、公正、公开，并有充分的法律保障。

沿革　中国电力行业在 20 世纪 90 年代中期以来，普遍推行了全面质量管理（TQM）。1995 年以后，在电力设计、基建、检修、修造等企业中推行认证制度，在发供电企业中也普遍开展了认证制度，其可靠性管理按照 ISO 9000 系列标准执行。中国电力行业质量体系的认证制度，由国家技术监督局及其省级分支机构管理，尚未建立行业的认证机构。全面质量管理方案推行以来，各电力企业确立质量管理目标，优化组织人员结构，定编定岗，明确职责和权限，深化企业管理、服务等工作质量要求，形成了工作中人人讲质量的氛围，使企业的全面质量管理工作达到了较高要求；通过全面质量管理活动，激发了员工工作热情，提高了员工分析问题和解决问题的能力，增强了员工的自主改善意识，使员工能科学运用质量管理的工具和方法，统计和分析企业生产、研发、技术、品管、仓储等部门管理中存在的问题和原因，并通过要因确认采取对应措施加以改进和完善，形成文件化管理；不断提升电力企业整体质量管理水平，严控产品质量，构建有特色的质量文化和质量理念，为落实目标责任制管理和推行卓越绩效模式管理奠定了基础；提高了部门（车间）关于产品、服务、安全等的质量管理水平。

quanshouming zhouqi chengben

全寿命周期成本　（life cycle cost）　系统（企业、工程、设备等）在预定有效期内，即设计、开发、制造、使用、维修及保障等过程中发生的费用和预算中列入的必然发生的费用的总和，又称为全寿命周期费用。在现代电力工业中，全寿命周期成本分析、全寿命周期成本评价和全寿命周期成本管理在各相关领域发挥着越来越重要的作用。

全寿命周期成本分析　对全寿命周期成本各组成部分识别、量化，建立费用相互关系和确定各部分对总费用的影响。目的是为弄清在全寿命周期内，各种费用在总费用中的地位和影响程度。它着重于建立合理的费用结构和单元，既不能重复又不能遗漏，且需符合分析的目的；建立各种费用估算关系式和费用模型，这些模型要对设备的重要特性十分敏感；研究不定性的处理等。全寿命周期成本分析可用在寿命周期各阶段，对现有设备的分析尤为必要，它可为新研制设备的分析及改进提供各种信息。

全寿命周期成本评价　在各种方案的决策中运用全寿命周期成本进行权衡的方法。它着重在权衡、评比上，目的是追求全寿命周期成本最小。由于全寿命周期成本在极大程度上受设备的可靠性、维修性和维修保障影响，因此，权衡主要是在可靠性、维修性、维修保障系统费用与使用维修费用之间的权衡。实践充分表明，对可靠性等的早期投资能收到十倍甚至数十倍的报偿，即大幅度地减少了寿命周期后期费用，所以评价法虽然可以应用在寿命周期的各阶段，但越早进入，收效会越大。早期的评价，是在满足任务需求的前提下，对性能、可靠性、维修性及保障性等的权衡，以求寿命周期费用最小。若需要建立费用/效益（效能）等量化模型比较方案的优劣性，一般采用费用、效益（效能）法。此时，所考虑费用仍是所需支付的一切费用。设备投入使用后，全寿命周期成本评价用于更新、技术改造及淘汰等的决策，可得到效益最优的措施方案。

全寿命周期成本管理　在推行全寿命周期成本方法以追求最小的寿命周期费用过程中，需要运用管理职能的诸项工

作。主要包括：建立费用管理原则；制定有关政策和规定，以利于全寿命周期成本方法的推行，包括作为招标和评比的条件，规定奖励标准等；建立全寿命周期费用管理和控制程序，包括明确管理目标，制订管理大纲和计划，确定评审点和评审的内容，建立快速和准确提供和反馈信息的渠道等；确定对已核准的全寿命周期成本严格控制的策略和手段，包括保持进度，采用费用设计管理，计划的必须变动应尽可能地在寿命早期进行等。国外强调全寿命周期成本管理的重要性，认为需要凭借管理的力量，才能做到对寿命周期各阶段的费用进行预测、评审、估算、权衡和监督，并为决策提供信息和咨询。

quanshouming zhouqi guanli

全寿命周期管理 (life cycle management) 从某项工作的计划（或规划）开始到工作全部结束，对过程中各阶段涉及的各种资源和目标进行统筹的工作。全寿命周期管理具有宏观预测与全面控制两大特征，能够避免短期成本行为，打破部门界限，实现对工作的统筹管理。

主要内容 包括投资管理，质量管理，时间管理，技术管理，合同管理，安全、健康和环境管理，信息管理七个方面，这七个方面既相互联系又相互制约。

投资管理 在全寿命周期中，将某项工作的投资控制在批准的投资限额内，随时纠正发生的偏差，以实现投资管理目标。投资管理贯穿于项目的全寿命周期，是全寿命周期成本管理的核心。投资管理的重点在该项工作的决策阶段和设计阶段。

质量管理 在全寿命周期中，对影响工作质量的关键要素进行管控，以保证满足该工作的功能要求和质量标准。包括决策与设计的质量管理、材料的质量管理、建筑构配件的质量管理及生产设备的质量管理等。质量管理与成本控制互为制约，过低或过高的项目功能要求和质量标准都会加大项目的全寿命周期成本，因此需要进行科学的决策和平衡。

时间管理 在全寿命周期中，对各阶段的工作内容、工作顺序、持续时间及工作之间的相互衔接关系进行规划、实施、检查、协调及信息反馈等一系列活动的总称。时间管理与全寿命周期成本密切相关，合理安排建设时间和运行时间的管理，有利于提高工作的运行效率及投资效益，降低运行成本。

技术管理 在全寿命周期中选择先进、可靠、符合社会环境要求、经济合理的技术，以降低全寿命周期的成本，提高投资效益。

合同管理 在全寿命周期中通过合同管理，达到理顺生产经营秩序，控制与降低成本，提高工作经济效益的目的。合同管理的时间从合同谈判开始，至合同终止日结束。

安全、健康和环境管理 在全寿命周期中保障人员健康、保证生产安全及保护周围环境的工作。

信息管理 在全寿命周期中运用现代信息技术对行业的有关情况进行统计分析，使管理者尽快、全面地掌握有效信息，从全局的角度对工作进行合理的决策，从而降低全寿命周期成本。

方法体系 为实施全寿命周期管理而建立的，由量化的评价指标体系、固化的评估流程、精益化的数学模型和集成化的管理信息系统构成的方法体系。量化的评价指标体系贯穿全寿命周期管理的各阶段，能够充分体现管理各项实际工作特点，实现对工作成效、工作质量和流程运转效率的评估，进而持续优化各阶段管理策略，形成完善的闭环管理。固化的评估流程包括对指标的采集、校核、分析和评估，以及根据评估结果提出整改措施。评估流程既在每一管理阶段内部实现自评价，又在不同的管理阶段之间实现信息反馈与评估，形成评估考核的持续循环和闭环管理。精益化的数学模型包括分析、评价、决策模型，可以科学评估和正确指导管理全过程及各阶段的工作，是提高全寿命周期管理工作效率的有效工具。集成化的管理信息系统，能够整合各类信息，以信息化手段实现管理过程中的量化计算，可以更为系统、可靠、高效地开展全寿命周期管理工作。通过管理方法体系的建设，全寿命周期管理方法已逐步实现从以定性为主、定量为辅的管理方法向以定量为主、定性为辅的精益化管理方法转变，增强了管理的科学性和精益化水平。

在电力企业的应用 主要应用领域包括资产全寿命周期管理、建设项目全寿命周期管理、工程造价全寿命周期管理及电力客户全寿命周期管理。

资产全寿命周期管理 运用系统工程的方法和资产评价模型，统筹协调资产在规划、设计、采购、建设、运维、改造及报废处置等全寿命周期的管理行为和技术要求，实现资产全寿命周期内安全、效能、成本的综合最优。其宗旨是统筹处理好安全管理、效能管理和全寿命周期成本管理之间的关系。涉及的关键技术包括电力设备全寿命周期成本管理、电力设备的寿命评估、状态检修、敏感性分析和资产编码标准化。

（1）电力设备全寿命周期成本（life cycle cost，LCC）管理从电力设备的长期经济效益出发，全面考虑设备的规划、设计、购置、安装、运行、维修、技改、更新直至报废的全过程，追求全寿命周期内总成本最小的一种管理理念和方法。主要的费用管理包括：①规划费用，即项目可行性研究阶段发生的各项费用。②设计费用，即项目获得可行性研究批复、立项后由设计部门进行初步设计发生的费用。③采购费用，即招投标过程及设备运输、采购的成本。④建造费用，即设备在建筑安装过程中发生的各种费用。⑤运行维护费用，即资产在正常使用过程中发生的运行维护费用。⑥处置费用，即设备在退役后发生的费用，包括设备物资的报废和处理。⑦故障损失费用，即因故障导致的“损失”，在设备使用过程中，因发生故障进行修理而不能正常使用造成的损失，也要计入全寿命周期费用之中。

电力设备全寿命周期成本计算主要有分析评价成本和决策评价成本计算两种方法。电力设备全寿命周期成本的分析评价方法是指对于业务执行期间的实际发生成本进行记录、积累、分析及对比，以评估成本管理水平，同时可为决策评价提供历史成本，作为参考。其成本计算可分为投入期成本、运行期成本及报废期成本。电力设备全寿命周期成本决策评价方法是指在进行规划、设计或采购等工作时对单个或多个潜在方案进行资产全寿命周期成本建模、计算，并进行经济性评价、选择最优方案。具体的成本估算方法可以分为专家经验法、标准成本法、数学建模法和工程估算法，估算复杂程度逐级提高。

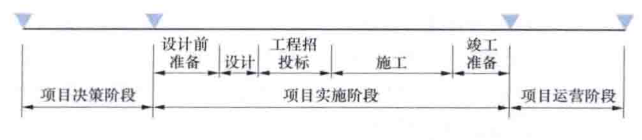
（2）电力设备的寿命评估。已得到广泛认可的方法是基于特征数据变化趋势分析的寿命模型构建方法，采用该模型必须满足的要素包括：一是足以揭示数据变化规律的丰富的数据源；二是明确的判定失效的数据标准；三是合理的趋势分析算法。

（3）状态检修是提高供电可靠性和降低设备维修费用的重要措施。状态检修工作基本流程包括设备信息收集、设备状态评价、风险评估、检修策略、检修计划、检修实施及绩效评估七个环节。

（4）敏感性分析重点分析显著影响电力设备全寿命周期成本的因素，对某些会造成电力设备全寿命周期成本剧烈变化的因素投入主要精力，采取措施加以管控。

（5）资产编码标准化是贯穿设计和概预算、物资管理、资产管理、项目管理和设备管理的基础，编码标准化与资产全寿命周期管理系统集成后可大大提升流程效率和准确度。

建设项目全寿命周期管理　对电力工程项目决策阶段、实施阶段和运营阶段的管理(见图)。①决策阶段：项目整个开发过程中最重要的基础环节。主要工作包括项目可行性研究、项目策划及项目开发建设前需要办理的各种手续等，主要成果包括获取目标地块的土地使用权、可行性研究报告、全程策划报告、各种建设许可证书文件等。②实施阶段：组织工程设计、招投标、施工、项目管理等单位按照工程预定的目标进行项目建设的环节。可细分为前期准备阶段、设计阶段、招投标阶段、施工阶段、项目移交阶段。③运营阶段：项目投入使用直至报废的环节。将报废阶段考虑到管理范畴中，是全寿命周期管理与传统项目管理的重要区别之一。建设项目全寿命周期管理的重点在于对工程造价的管理。



建设项目全寿命周期阶段划分示意图

工程造价全寿命周期管理　从工程项目全生命周期出发考虑造价问题，通过合理的规划设计，采用先进工艺、技术、材料，保证工程项目建设前期、建设期、使用维护期与拆除期等阶段总造价最小的一种管理理论和方法。全寿命周期造价管理是一种可审计跟踪的工程成本管理系统。它既可以被看作是工程项目投资决策的一种分析工具，或一种用来选择决策备选方案的数学方法，又可以被作为计算工程项目整个寿命期的所有成本（直接、间接、社会和环境成本等）、确定设计方案的一种技术方法。

电力客户全寿命周期管理　从广大的消费群体中甄别出目标客户开始，围绕目标客户关系的开拓、形成、稳定，直到客户关系退出为止经历的全部管理过程。基于电力企业的行业和产品的特点，电力企业客户全寿命周期可分为拓展阶段、形成阶段、维护阶段和退出阶段四个阶段。各阶段均具有一定的特征，包括：①拓展阶段，企业和客户搜集对方信息，通过信息传递寻求双方目标交集；②形成阶段，客户具体业务的办理，潜在客户已转变为现实客户；③维护阶段，企业和客户关系已经趋于稳定，客户的需求增多，对服务水平也有了更高的要求，企业通过某种方式和途径维护客户关系；④退出阶段，由于各种原因，客户停止合作（停止用电等）。

沿革　全寿命周期管理概念的提出经历了一个发展过程，它是企业制造模式发生改变后为支撑技术环境提出的一种新需求，其内涵随着管理技术与开发技术的不断发展而扩展。全寿命周期管理最早于20世纪60年代出现在美国军界，主要用于对军队航空母舰、激光制导导弹及先进战斗机等高科技武器的管理。从20世纪70年代开始，全寿命周期管理被各国广泛应用于交通运输系统、航天科技、国防建设及能源工程等各领域，并于20世纪80年代引入中国。

全寿命周期管理方法在中国的应用和研究起步较晚，但全寿命周期管理方法在不少军用和民用单位已经开始得到应用并取得了一批成果。在军用方面，应用全寿命周期管理技术估算设备的寿命周期费用，不仅考虑产品的论证、设计和制造，而且关注产品的使用、维修直至报废处理。在民用方面，应用全寿命周期管理进行建设、公路项目成本管理，包括建设项目的可行性决策、方案设计优选的决策、设备规划选型的决策及承包单位选择的决策等。总的来说，全寿命周期管理可以在规划项目中使用，进行估算和综合分析评价；用来计算经济寿命，为设备的更新改造决策提供科学依据；用来管理控制设备投资及高科技项目的方案论证。

quanyaosu shengchanlü

全要素生产率

（total factor productivity）　一个经济系统（公司、企业等）在一定的时期内，全部生产经营成果量与全部投入生产经营要素量的比率。全要素生产率的增长率常被视为科技进步的指标。

在传统的管理中，一直采用单要素生产率。它是一个经济系统在一定时期内，总产量与某一单项投入要素量的比率。全员劳动生产率、资本生产率、燃料生产率都是单项要素生产率。单要素生产率具有计算简便、灵活和直观的优点，并很容易为各类生产经营人员接受和熟悉，但它只能孤立、片面和静止地反映经济系统的经济效率和管理效率。与全要素生产率相比，不能做出全面的综合分析与评价。单项要素生产率的各项投入要素，由于量纲不同，无法相加和综合。各投入要素中，有的要用实物量，有的要用资本量。用实物量可以避开客观存在的价格扭曲现象，而资本量由于尚无法找到能够稳定而准确替代它的通用性实物量，只能以货币来计量。单要素生产率属粗放经营管理范畴。而全要素生产率反映的是全部生产经营成果与全部投入要素之间的动态比率关系，它不仅解决了前述单项要素生产率所存在的问题，而且可以导出各投入要素的最佳组合方式。全要素生产率被认为是一种对经济系统进行综合经济效益和综合管理效率评价分析的科学管理方法。



R. M. 索洛

沿革　20世纪50年代，诺贝尔经济学奖获得者R. M. 索洛（R. M. Solow，1924—，见图）提出了具有规模报酬不变特性的总量生产函数和增长方程，形成了现在通常所说的生产率，并将其归结为是由技术进步而产生的。纯技术进步包

括知识、教育、技术培训、规模经济、组织管理等方面的改善，但还不能具体化为有形的、效率更高的资本设备，以及技巧更高的劳动、肥效更大的土地等生产要素的增加投入量，所以又称为非具体化的技术进步。全要素生产率通常又叫作技术进步率，是新古典学派经济增长理论中用来衡量纯技术进步在生产中作用指标的名称，它是以索洛等人为首提出的，因此又称为索洛残差。

在电力企业经济管理中的应用　全要素生产率直观的经济含义表达式为：全要素生产率＝全部生产经营成果量总和/全部生产经营要素投入量总和。利用全要素生产率数学模型可以解决的电力企业经济管理中的问题包括：①分析评价每项投入量的相互关系，找出产出总和最大时的最优投入组合；②对不同的产出组合，制订相应的最优投入组合方案；③分析评价每项投入对产出影响的数量关系，对投入量进行最优调控；④对不同的投入组合，测定相应的最优产出组合方案。



ranliao guanli

燃料管理 (fuel management) 为保证火力发电厂生产，提供数量充足、质量符合要求、价格合理的燃料而进行的工作。燃料是火力发电的基本原料，其费用占发电成本50%以上。燃料是商品，在保证质量的前提下，要通过比价，采购价格较低的燃料，这是火电厂降低发电成本的重要手段。保证燃料供应的数量及质量，对火力发电厂至关重要。为了预防燃料供应中断，火力发电厂应合理储备一定数量的燃料，特别是在远离矿区的火力电厂更应有较多的储备。燃料应符合锅炉的设计和实际燃烧状况的要求，做到定质供应。为保持燃料供应的稳定性，有些燃料依靠进口的国家，采购几个国家和地区的燃料，以减少因战争、罢工和其他危机造成的影响。也有些有燃料资源的国家，为保存本国资源，选择从国外进口燃料。中国的火力发电厂强调立足于国内燃料，沿海地区的火力发电厂选用进口燃料也具有竞争力。在中国，燃料管理包括燃料计划的编制，燃料的订购和调运，燃料的验收，燃料的传送、储存和掺配，以及向锅炉输煤和对用煤的统计、核算。

燃料计划的编制　根据预订的年度发电量（考虑新机组的投运电量）和供热量计划，以及新机组的设计供电、供热标准煤（油、气）耗率或老机组上年完成的实际煤（油、气）耗水平及燃料的发热量，计算出年度需要的燃料量，同时应将新机组起动调试需要的燃料、计划检修后起动需要的燃料、燃料运输和储存损耗，以及电厂为维持生产所需要的其他燃料计入在内。根据年度计划燃料量，编制分季度计划，以便督促检查，均衡供应。

燃料的订购和调运　燃料的订购是燃料管理的中心环节。在电厂规划设计中，已确定了燃料供应来源，并根据燃料的特性资料作为锅炉或燃气轮机的设计依据。争取订购到与设计相符的燃料，同时熟悉矿源燃料的产量、质量、运输方法和运输能力，包括港口中转能力，以便做好各阶段各时期的采购和运输，并由供、运、需三方签订供货合同。如不能取得设计燃料，也必须选用和订购与设计燃料基本相符和在设计允许变动范围内的燃料，否则，应经过试烧后才可选购。

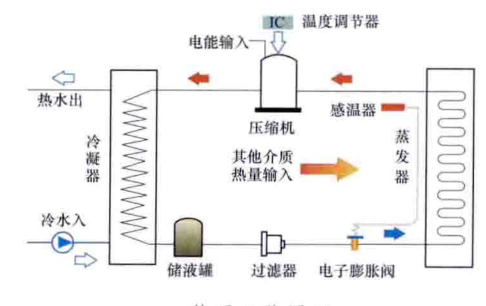
燃料的验收　对入厂燃料的数量和质量必须经过准确的检验和验收，不符合合同质量要求的燃料应拒收，数量不足时，经公证后索赔。经铁路运输的入厂煤，采用轨道衡或检尺量方计算煤量；船舶运输时，以吃水深度计算煤量；汽车运煤时，用地中衡计算煤量。对入厂的燃油或燃气，也应根据来油来气的方式进行计量。用于计量燃料量的设备，经过计量部门定期检定，并按照产品使用要求做好维护管理工作，以保证计量的准确性。对燃料质量的检测，应按现行的国家或行业标准进行采样、制样和试验分析，对于新的和较特殊的煤种还应进行煤灰成分分析和着火特性、燃尽特性、结渣特性的试验与判别。

燃料的传送、储存和掺配　为保护燃煤传输设备不致遭受外力损坏，一般应在系统的前部合适部位设置“四块”分离装置。电厂的储煤场地，应根据当地的气候特点，设置防暴风和暴雨的设施（如干煤棚）。如有多种燃料入厂且特性不同，则应分堆存放并有明显的标记或编号，并应研究不同燃料合适的掺合比例和掺烧方式（可采用在煤场掺混、在原煤仓掺混或分仓进不同煤种等方法）。对易于自燃的煤种应尽快燃用，加快场地存煤的周转；对需堆存较长时间的燃料，应采取压实、封存等措施，并注意测量煤堆的温度，防止煤炭自燃。对存放油燃料的地区应专门划定，并严格执行有关防火及消防的规定。

向锅炉输煤和对用煤的统计、核算　一般电厂使用带式输煤系统将储煤场的原煤送至锅炉原煤斗中。输煤系统中应设置破碎机及除铁装置，以及入炉煤的计量和取样装置。对大型火电机组应实现分炉计算燃煤量，要求输煤系统的煤计量装置有一定的精确度，并能正常使用。对燃煤量的统计、核算应做到分机组、分值进行初算，再定期按入厂煤和盘整场地的实际存煤量、实耗煤，以及发供电量进行决算，努力缩小电厂经营煤耗与技术煤耗的差别，节能降耗。

rebeng jishu

热泵技术 (heat pump technology) 使热量从低温热源流向高温热源的方法与措施。根据驱动力和能量转化原理不同可以分为压缩式热泵、吸收/吸附式热泵和化学热泵。热泵工作原理如图所示。



热泵工作原理

压缩式热泵　根据热泵的冷源介质不同，压缩式热泵可以分为空气源热泵、水源热泵和土壤源热泵三种类型。空气源热泵的工作原理与空调器相似，是根据逆卡诺循环（卡诺循环的逆过程，低温时做功吸热，高温时做负功放热，将功转换为热）原理。采用少量的电能驱动压缩机运行，高压的液态工质经过膨胀阀后，在蒸发器内蒸发为气态，并大量吸收空气中的热能，气态的工质被压缩机压缩成为高温、高压的液态，然后进入冷凝器放热，将水加热，如此不断地循环加热。水源热泵分为地下水水源热泵、污水水源热泵、地表水水源热泵等形式。使用最多的是地下水水源热泵系统，该系统需要在场地中打若干水井，其中一部分作为吸水井，另一部分作为回灌井。水体可分别作为冬季热泵供暖的热源和夏季空调的冷源，即在夏季将建筑物中的热量“取”出来，释放到水体中去，由于水源温度

低，所以可以高效地带走热量，以达到夏季给建筑物室内制冷的目的；而冬季，则是通过水源热泵机组，从水源中“提取”热能，送到建筑物中采暖。土壤源热泵也叫地源热泵，该系统利用大地在20m以下恒温层中温度不受四季变化影响的特性，以地热能为空调恒定冷热源。与水源热泵类似，地热能可分别在冬季作为热泵供热的热源和夏季制冷的冷源，即：在冬季，把地层中的热量“取”出来，提高温度后，供给室内采暖；夏季，把室内的热量“取”出来，释放到地层中去。

吸收/吸附式热泵　利用工质的物态变化以及吸收/吸附与解吸过程的热效应来产生制热与制冷的效果。吸收/吸附式热泵有两种类型。①第一类热泵利用工业废热作为低温热源（10℃以上），通过高温热源将低温位的热量提升到较高温位（60～90℃以上）。此热泵夏季可以制冷，冬季可以供热。②第二类热泵主要是用于制热，即利用较低温度的余热（70℃以上）来驱动热泵，将其中一部分热量提升到较高温度的热源中去。如果工业余热的温度在70℃以上，单级第二类热泵可将近一半的余热提升到90～130℃。

化学热泵　利用可逆的吸热、放热化学反应实现热量传递的热泵系统。按使用功能可把化学热泵分为两种类型：①第一种为升温型，它利用较低温度的热驱动吸热反应并通过相逆的放热反应将热在较高温度下放出。这种热泵可用来把低温热提升为应用价值较高的高温热，多用于低温余热、废热的回收。②第二种为增热型，它利用少量的高温热把较大量的低温热提至中温，可用于采暖、空调的供热，同时，由于从低温吸热，还可同时产生制冷效果。

沿革　19世纪初随着工业革命的发展，人们对能否将热量从温度较低的介质“泵”送到温度较高的介质中这一问题产生了浓厚的兴趣。英国物理学家J. P. 焦耳（J. P. Joule，1818—1889，见图）提出了通过改变可压缩流体的压力就能够使其温度发生变化的原理；1854年，W. 托马斯教授发表论文，提出了热量倍增器（heat multiplier）的概念，首次描述了热泵的设想。随着氟利昂制冷机的发展，热泵有了较快的发展。特别是第二次世界大战以后，工业经济的长足发展带来的对供热的大量需求及相对能源短缺，促进了大型供热及工业用热泵的发展。1973年的全球性能源危机，进一步促进了热泵在全世界范围内的发展。



J. P. 焦耳

见余热利用。

参考书目

张昌．热泵技术与应用．北京：机械工业出版社，2008.
陈东，谢继红．热泵技术及其应用．北京：化学工业出版社，2008.

re-dian lianchan

热电联产　（combined heat and power，CHP）　同时生产电能和热能的能量转换形式。热能通常以热水或水蒸气的形式供给用户。汽轮发电机组热电联产就是锅炉蒸汽经抽凝式汽轮机或背压式汽轮机发电后再供热，因此分为背压式热电联产和调节抽汽式热电联产两种形式（见图1）；燃气-蒸汽联合循环中余热锅炉产生的蒸汽可同时供给蒸汽轮机发电设备、热用户和制冷设备，实现热电冷联产，也可分为背压式和调节抽汽式两种型式（见图2）。

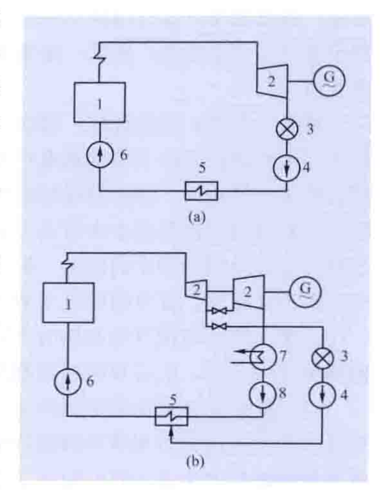


图1　汽轮发电机组热电联产系统

(a) 背压式；(b) 调节抽汽式

1—锅炉；2—蒸汽轮机；3—热用户；4—热网回水泵；5—加热器；6—给水泵；7—凝汽器；8—凝结水泵

热电联产系统利用高品质的能量发电，较低品质的能量供热制冷，可实现能量的梯级利用，提高能源利用效率，减少资源消耗。

背压式热电联产　蒸汽在汽轮机中膨胀到某一较高压力和温度，而不是膨胀到接近环境温度时，其排汽直接供给热用户。这种方式避免了汽轮机冷端损失，因而热电转换效率高。但背压式热电联产要求热用户有一定规模且稳定，否则当热负荷下降到70%以下时，热电转换效率急剧下降。

图2　燃气-蒸汽联合循环热电（冷）联产系统

(a) 背压式；(b) 调节抽汽式

1—余热锅炉；2—蒸汽轮机；3—热用户（吸收式制冷）；4—热网回水泵；5—加热器；6—给水泵；7—凝汽器；8—凝结水泵；9—压气机；10—燃烧室；11—燃气轮机

调节抽汽式热电联产　从汽轮机中抽出一部分已做功但仍具有一定压力的蒸汽供给热用户，其余部分继续在汽轮机中膨胀做功，最后在凝汽器中凝结成水。这种方式具有调节方便、运行平稳的优点。但由于部分蒸汽仍然需要在凝汽器中凝结，仍存在冷端损失。这种方式适用于热负荷集中、季节性供热的地区。

见发电节能技术。

参考书目

严俊杰，黄锦涛，何茂刚．冷热电联产技术．北京：化学工业出版社，2006.

rejia

热价　（heat price）　热力企业（单位）通过供热设施供给用户的热量的价格。它是热能价值的货币表现。由于

热电厂的热能是以蒸汽或热水的形式提供给热用户的，所以热价也可称为由热电厂提供一定温度和压力的蒸汽价格或热水价格。

特点 包括：①热价按厂制定。不同供热厂的热价差别很大。主要原因是由于各供热电厂的机组不同，设计煤耗和燃料价格不尽相同。②热价受燃料价格的影响较大。主要原因是燃料费用在供热成本中所占比例较大，高达60%以上。③热价是在全部能回水的基础上制定的。当用户不返回或返回的水不合格时，要单独征收水费。

分类 热价可按供热系统的不同环节、不同热用户和不同热源进行分类，也可按照两部制热价进行分类。

（1）根据供热系统的不同环节，热价可以分为热力出厂价格、管网输送价格和热力销售价格三类。其中热力出厂价格是指热源生产企业向热力输送企业销售热力的价格；管网输送价格是指热力输送企业输送热力的价格；热力销售价格是指向终端用户销售热力的价格。

（2）根据终端热用户不同，热价可以分为居民住宅热价和非居民热价两类。居民住宅热价是指终端热用户为居民住宅时的热力销售价格；非居民热价是指终端热用户为机关、商场及写字楼等非居民热用户时的热力销售价格。

（3）根据热源不同，热价可以分为煤、电、气、油等燃料供热热价。

（4）两部制热价包括基本热价和计量热价两部分。基本热价主要反映固定成本，与用户合同使用容量成正比例关系，与用热量多少无关，主要包括设备的投资偿还、折旧及修理费用、人员工资等。计量热价主要反映变动成本，其与户用热量成正比关系，与合同使用容量多少无关，主要包括燃料费、购入水费、材料费及其他费用等。

两部制热价最早由发达国家兴起。最有代表性的两部制热价比的规定，由德国在2002年的热费结算手册的第十版中制定，其将基本热价与计量热价所占比例分别定为30%～60%、40%～70%。①对1970年以前的老房屋，推荐基本热价与计量热价比例为50∶50。②对已经是现代化的既有建筑和已经配有适当合理的供热设备的既有建筑，其基本热价与计量热价比例为40∶60。③对现代化的建筑同时兼有智能化和合理化的调控的采暖系统，建议其基本热价与计量热价的比例为30∶70。

两部制热价考虑了电力（供热）企业成本支出的经费性质和用户对电力成本的合理负担，是比较完整且能适应电力生产特点的一种计价制度，对供热成本的合理分摊和促进用户合理用热能起到较好的经济杠杆作用。

制定方法 热价由成本、利润和税金组成，其中成本是基础。因此，正确核定热力成本是制定热价的关键。热力成本是指生产热力过程中消耗的燃料费、水费、材料费、工资和福利费、折旧、修理费及其他费用等。对于热电联产的企业，需要将热电厂的总成本在电、热两种产品间进行合理分摊。主要的成本分摊方法有热量法、实际焓降法和㶲法。

热量法 按热电厂生产电能和热能所耗的热量分别在热电厂总耗热量中的比例来分摊热能和电能的总成本。这种方法的主要缺点是没有反映出不同参数的热能在质量上的差别，也没有反映出电能和热能质量上的差别。但此方法计算比较简单，易于实行，是普遍采用的一种方法。

实际焓降法 假设供热抽汽在汽轮机中继续膨胀至凝汽器压力，按其焓降占汽轮机总焓降的比例来分摊热电厂的总成本。此方法的优点是考虑了不同参数蒸汽在质量上的差别，缺点是使热电联产的好处全部归于供热，电厂不但没有得益，而且按此方法计算出的供热机组的发电煤耗率要高于系统中纯凝汽机组，因此这种方法不利于热电联产事业的发展。

㶲法 按汽轮机进汽和供热抽汽的比例来分摊热电厂总成本。此方法将热电厂的大部分节煤效益归于供热，少部分归于发电，实际上与焓降法相差不大，而且计算上比热量法和焓降法复杂，故不常用。

reli chanpin chengben

热力产品成本 （cost of heat production） 热力产品从生产到销售全过程中发生的各种耗费，又称售热成本。按成本费用性质和用途设置成本项目，对与电力产品共同承担的费用进行合理分摊。热力产品成本以单个热电厂为单位进行成本核算。

项目 电力企业的热力产品与电力产品类似，产供销同时完成，没有在产品和库存产成品。中国热力产品成本项目基本与电力产品成本项目相同，按生产费用的经济性质与用途相结合的原则，设置燃料、水费、材料费、工资、福利费、折旧费、修理费和其他费用。其中燃料费、水费两项为变动成本，其他各项为固定成本。

计算方法 电力企业中的热力产品是热电厂在生产电力产品的同时生产的联产品，一般由热电厂直接向用户销售或向热力公司趸售。其成本计算采用品种法，以每一个热电厂为单位，分别计算热力总成本和单位成本。由于热力产品和电力产品是联产品，对共同发生的费用需要进行合理分摊。热力产品总成本为生产、输送和销售热力所发生的全部费用；热力产品单位成本等于热力产品总成本除以售热量，以元/GJ（元/吉焦，1GJ＝10^6kJ）为单位。

见成本费用管理、电力产品成本。

reneng

热能 （thermal energy） 热力系处于平衡时的内能。热能的表现形式为显热和潜热。热能是能量的一种，是物体内所有分子、原子等微观粒子做无规则热运动的动能之和，是物体内能的一部分。

热能在物体内和物体之间的转移，是靠热传递（传导、对流、辐射）来实现的。根据热力学第一定律，外界传递给一个物质系统（所研究的物体）的热能等于系统的内能增量和系统对外所做功的总和。在物体内或物体之间存在温度差时热能总是由高温处向低温处传递。物体的热能增加时，其温度升高。国际单位制中规定的热能单位是焦（J），过去常用的热能单位是卡（cal）或大卡（kcal），1cal＝4.1868J。

物体的温度、密度、压强等基本性质都与热运动状态有关。物体可处于固体、液体或气体状态，并在一定条件下熔化、蒸发、凝结、凝固等，完成不同状态的转变。这些转变过程都是热运动的具体表现。

热能的主要来源包括煤、石油、天然气、油页岩等燃料燃烧所放出的热能以及核能、太阳能、地热能（见一次能

源、太阳能资源、地热资源）等。热能既可转变为其他形式的能量，又可作为热源直接供热，因而应用领域极为广泛。从原始社会人类学会用火取暖、照明，到现代各种动力机械的运转、空调、制冷、发电等都涉及热能的利用。如火力发电过程，是先把燃料在锅炉中燃烧将化学能转变为高温火焰和烟气的热能，然后通过锅炉受热面将火焰和烟气的热能传递给水而变成蒸汽热能，蒸汽热能再在汽轮机中转变为机械能，最后经发电机将机械能转变为电能。

renben yuanli

人本原理 （anthropic principle） 把人的因素放在首位的管理思想。在管理活动中坚持一切以人为核心，以人的权利为根本，强调人的主观能动性，力求实现人的全面、自由发展，其实质就是充分肯定人在管理活动中的主体地位和作用。人既是管理的主体，又是管理的客体，每个人都处在一定的管理层面上。管理由人来掌管、运作、推动和实施，管理主要是人的管理和对人的管理。现代安全管理的本质是实现人、机、环境三者之间的协调和匹配，其核心是对人的管理、调动人的积极性，即要求建立和健全以人为中心的安全生产管理体制。安全管理的主要目的之一是保证人的安全，有效的安全管理也必须是人人管理、自我管理。人本原理就是要实现以人为中心的安全管理机制，在为人创造优良、安全的作业条件和作业环境的同时，充分调动人的安全生产的积极性。企业坚持“安全第一”的方针，就是“以人为本”管理思想的具体体现。人本原理与系统原理、预防原理、强制原理一起构成了安全管理的基本原理。人本原理的运用原则主要有动力原则、能级原则、激励原则、行为原则、纪律原则等。

动力原则　推动管理活动的基本力量是人，管理必须有能够激发人的工作能力的动力。对于管理系统，有物质动力、精神动力和信息动力三种动力。

能级原则　现代管理思想认为，组织和个人都具有一定的能量，可按能量的大小顺序排列，形成管理的能级。在管理系统中，建立一套合理能级，根据组织和个人能量的大小安排其工作，发挥不同能级的能量，保证结构的稳定性和管理的有效性。

激励原则　管理中的激励就是利用某种外部诱因的刺激，调动人的积极性和创造性。以科学的手段，激发人的内在潜力，使其充分发挥积极性、主动性和创造性。

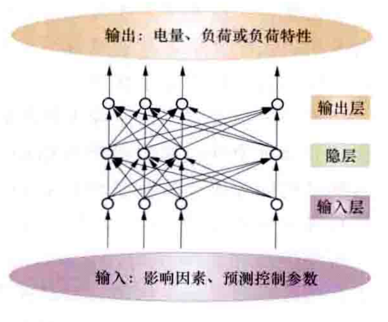
行为原则　需要与动机是决定人的行为的基础。人类的行为规律是需要决定动机，动机产生行为，行为指向目标，目标完成需要得到满足，于是又产生新的需要、动机、行为，以实现新的目标。安全目标是通过不断规范人的安全行为、持续提升设备的安全状态、改善作业环境、营造良好的安全氛围实现的。安全生产工作的重点是防止人的不安全行为。

纪律原则　组织内部从上到下应制定并遵守共同认可的行为规范，违反纪律应得到相应的惩罚。

rengong zhinengfa

人工智能法 （artificial intelligence method） 利用人工智能技术进行电力需求预测的方法。可用于电量预测、负荷特性预测、短期需求预测和中长期需求预测。人工智能（artificial intelligence，AI）是指人工制造的系统表现的智能，又称机器智能。通常人工智能是指通过计算机实现的智能。人工智能的核心问题包括推理、知识、规划、学习、交流、感知、移动和操作物体的能力等，主要研究领域包括机器学习、语言处理、问题求解、自动定理证明、智能数据检索、视觉系统、智能描述方法及自动程序设计等诸多方面。其特点是具有学习能力、自适应能力、推理能力、理解事件之间关系的能力、发现内涵及辨认真伪的能力等。

在电力需求预测过程中涉及许多影响因素，既有定量因素，又有定性因素。要用普通数学方法直接建立电量、负荷及负荷特性与各因素之间的函数关系存在较大困难（尤其当这种影响是非线性时）。人工智能法中最具有代表性，应用最广的是神经网络预测方法。神经网络是基于人体大脑神经元原理建立的模型，具有较强的学习功能，它可以通过对以往历史数据样本的学习，掌握预测对象与影响因素之间的函数映射关系，利用经过训练的神经网络即可对未来进行预测。常用的神经网络一般是三层结构，如图所示。



三层神经网络结构

用神经网络预测方法进行预测的步骤是：①收集、整理预测对象（电量、负荷及负荷特性）及相关因素指标的历史数据和资料，将其定量化（根据预测需要）、规范化（为了适应神经网络计算），根据输入与输出间的关系背景，建立从输入到输出的学习样本。在建立学习样本时，通常采用递推结构，即建立 $t-1$ 时间的参数向量 C_{t-1} 与 t 时间的参数向量 C_t 之间的递推关系，这样在预测时就可方便地通过递推关系预测未来。在学习样本中还可引入控制参数（一般代表定性的政策措施影响），这样得到的预测结果就可反映调控政策的影响。②采用神经网络对样本数据进行学习，直到达到预定的精确度。③用经过训练的神经网络对未来电力需求进行预测。

该方法的突出优点是，将建立预测模型的过程转化为建立从输入到输出数据关系组的过程，不同的输入-输出数据关系组可以使用同一个神经网络模型，无须建立多个复杂的数学模型。随着人工智能和预测技术的不断发展，人工智能方法在电力需求预测中的应用将不断拓展。

renli ziyuan guanli

人力资源管理 （human resource management） 运用现代化的科学方法，有计划地对人力资源进行合理配置，通过对企业中员工的招聘、培训、使用、考核、激励、调整等一系列过程，调动员工的积极性，为企业创造价值的活动。人力资源管理主要包括人力资源战略规划管理、组织设计管理、招聘配置管理、薪酬激励管理、教育培训管理、职业发展管理、员工关系管理等。

人力资源战略规划管理　从企业战略目标出发，科学评

估企业的内外部环境和优劣势条件，准确预测企业人力资源的供需状况和变化趋势，制定人力资源管理实践的行动纲领，确立人力资源管理的基本理念、发展目标、政策及人力资源获取、利用、激励、保持、开发的策略和行动计划，使企业人力资源供给和需求达到平衡，实现人力资源的合理配置和有序储备，有效激励员工与企业同步成长，实现企业战略目标。

组织设计管理　在战略规划和环境整合的框架下，对组织构成要素确立基本框架、权责体系和分工协作关系，包括设计职能结构、部门结构、职位体系、制度体系、流程体系、权责体系、管控机制、绩效激励机制及组织文化等，最大限度地利用组织资源、发挥组织效能，从而取得最佳组织绩效，实现组织战略目标。

招聘配置管理　根据企业战略和人力资源规划，运用科学的人才评价体系和先进的人才测评技术，从外部劳动力市场获取人力资源增量的补充和更新；通过岗位轮换、职位晋升等方式，在内部劳动力市场实现人力资源存量的重新配置和优化组合，以人尽其才为原则促进人才合理流动，实现人岗匹配、人适其职，有效提升员工个人的人力资本价值和企业整体的智力资本竞争优势。

薪酬激励管理　以企业发展战略为导向，兼顾内部公平性和外部竞争性，通过薪酬策略的制定、薪酬制度的设计、薪酬结构的完善、薪酬激励计划的编制和实施，建立薪酬、福利和工作体验“三位一体”的全面薪酬体系，有效发挥各种薪酬体系的激励作用，全方位满足员工的外在和内在需求，增强企业吸纳、保留、激励优秀人才的竞争能力。

教育培训管理　从企业战略和发展需要出发，以提升企业绩效、培育核心竞争力、实现可持续发展为目标，构建培训需求分析—培训计划制订—培训组织实施—培训效果评估的闭环培训系统，有组织、有计划、多层次、分类别地开展培养开发活动，从而更新和改善员工的职业态度、行为模式、工作技能和职业素质，塑造和传播企业文化，培养和储备专业人才，提高员工的忠诚度、敬业度和满意度，建设符合企业当前和长远发展需要的职业化、高素质员工队伍。

职业发展管理　个人和企业相结合，根据员工个人职业倾向和主客观条件进行综合分析与理性权衡，确定企业和员工双方都能够接受的最佳职业奋斗目标，并为实现这一目标做出行之有效的努力和安排。通过将企业战略目标与员工职业发展目标紧密结合并协调一致，使员工的工作动力始终处于激活状态，不断获得来自内在成长动机的激励，全方位激发员工的职业潜能和对企业的归属感，实现企业与员工的和谐同步成长。

员工关系管理　以在企业与员工之间建立和谐共赢的利益共同体为目标，内容涉及整个企业文化建设和人力资源管理体系的构建，包括劳动关系管理、劳动纪律管理、人际关系管理、员工沟通管理及企业文化建设等诸多方面。所有涉及企业与员工、员工与员工之间的联系和影响的方面，都是员工关系管理体系的范畴。

renli ziyuan guanli xinxi xitong

人力资源管理信息系统　(human resource management information system, HRMIS)　对企业人力资源实施岗位设置与评价、人员招聘、人员培训、绩效管理和薪酬调整的计算机应用系统。人力资源管理信息系统由具有内部联系的各功能模块组成，用来搜集、处理、储存和发布人力资源管理信息，能够为一个组织的人力资源管理活动的开展提供决策、协调、控制、分析以及可视化等方面的支持。企业借助人力资源管理信息系统，将人力资源运用到最佳经济效益，发挥人力资源的最佳效用。

功能模块　包括组织管理、人事档案管理、薪酬管理、招聘管理、培训管理和绩效管理 6 个模块。

组织管理　包括：①组织架构。人力资源部负责统一设置与管理企业组织架构，规范部门、科室的名称。②部门职责。人力资源部负责录入和维护各部门的职责，并与其组织架构相关联，方便查询。③定岗定编。由总部人力资源部设置各个部门（子公司）的岗位名称和岗位人数。④岗位说明书。人力资源管理软件中，根据子公司管理的需要，由总部人力资源部设置不同格式的岗位说明书模板（含岗位职责和任职资格）；各子公司选择相应的模板，负责将本公司的岗位说明书录入人力资源管理软件系统。

人事档案管理　分为在职、离职、退休、后备等不同的人员类别。人事档案中包括薪酬记录、考勤记录、绩效记录、培训记录、社保记录、调岗记录、调薪记录、奖惩记录等常用数据子集。用户也可自行增加新的数据子集，可以针对子集进行独立的导入、导出、统计分析。

薪酬管理　包括：①保险福利。在人力资源管理信息系统中，通过设置地区的险种、上下限、单位个人缴纳比例，每年可以根据当地的变化情况进行自动维护。②自定义薪酬账套、工资项目和薪酬报表。③考勤管理。在人力资源管理系统中，根据员工每天的考勤数据（与考勤机接口）以及请假休假记录，统计分析员工每月的实际出勤状况，生成员工的月度考勤汇总表。考勤数据直接与薪资核算相关联，计算员工所得的薪资。

招聘管理　包括：①招聘需求计划与申请。②职位需求信息发布。③职位应聘简历收集。④人才甄选。对应聘各职位的简历进行筛选，对合适的人才安排面试，面试通过后，可以发送体检通知；对于暂不需要的简历将其纳入候选人才库，对未录用的应聘者自动发送未录取通知。⑤录用管理。对面试笔试通过的应聘者进行录用，维护其录用记录，并将其资料转入员工基本信息库。⑥招聘分析。招聘效果分析，包括数据来源渠道分析、有效简历分析、录用比分析等。

培训管理　包括：①培训资源管理。包括培训课程管理、培训教材管理、培训讲师及学院管理。②培训计划管理。③培训报名管理。可维护参加培训的员工及员工要培训的课程，支持在线报名，可以及时查询学员报名情况并进行调整。④培训实施。记录培训过程文档。⑤课程结业。班级负责人可以及时对待结业班级进行结业，并自动生成员工培训档案。⑥培训评估。分为讲师培训效果评估、学员评估、整体评估。⑦培训调查。主要用于培训开班前和培训结束后的调查。⑧培训分析。对培训记录进行统计分析，如对培训合格率、人员参与情况、培训成本分析表等形成相关的分析报告。

绩效管理　包括：①绩效计划。应支持全面考核、平衡

记分卡、关键绩效指标考核等多种模式。②过程管理。应支持考核主体在考核过程中与考核客体的沟通，同时允许被考核者通过系统填写述职报告、考核申述等。③绩效考评。量化的指标可以通过各个考核主体提供的数据直接形成考核结果；非量化的指标可以由不同的考核主体给出分数并根据权重等相关因数形成考核结果。④结果应用。可实现绩效结果与绩效工资的关联运用，以及绩效结果自动纳入员工的绩效考核档案记录，可方便实现绩效结果的查询。

目的和作用 包括提高管理效率、调动员工的积极性和创造性、实现人力资源管控、取得最大的经济成果等方面。

（1）对人力资源管理的日常工作实现计算机管理，并逐步实现管理工作的流程化、标准化和规范化，最终提高管理效率。

（2）体现以人为本的用人原则，建立公平、公正、公开的用人环境，实现人尽其才、事得其人、人事相宜。创造令员工满意的工作环境，充分调动员工的积极性和创造性。

（3）为领导层决策提供相关人力资源支持。人是企业最重要的资源，只有管好了“人”这一资源，才算抓住了企业的要领，才便于实现人力资源管控。

（4）有利于减少劳动消耗，控制人力资源成本，提高经济效益并使企业的资产保值增值。借助人力资源管理信息系统软件，全面强化人力资源管理，合理组织劳动力，科学配置人力资源，可以促使企业以最小的劳动消耗取得最大的经济成果。

发展过程 人力资源管理信息系统的发展经历了重点计算薪资、实现历史信息保存和报表及分析功能、全面的人力资源解决方案三代。

（1）第一代，重点在于薪资计算。20世纪60年代，计算机技术已经进入实用阶段，为解决一些大型企业通过手工计算和发放薪资既费时费力又容易出差错的问题，开始用计算机来辅助计算薪资。

（2）第二代，实现了历史信息保存和报表及分析功能。20世纪70年代末，计算机技术飞速发展，无论是计算机的普及性，还是计算机系统工具和数据库技术的发展，都为人力资源管理系统的阶段性发展提供了可能，其报表生成和薪资数据分析功能都得到了较大的改善。

（3）第三代，全面的人力资源解决方案。20世纪90年代末，由于市场竞争的需要，人才已经成为企业最重要的资产之一。企业管理理念的转变和企业管理水平的提高，使企业对人力资源管理系统有了更高的需求；同时由于计算机的普及，数据库技术、客户端/服务器技术，特别是网络技术的发展，使得人力资源管理系统发生了革命性的变化。

见业务应用管理信息系统。

Riben gongye biaozhun diaochahui

日本工业标准调查会 （Japanese Industrial Standards Committee，JISC） 根据日本工业标准化法建立的全国性标准化管理机构，成立于1946年2月。

日本工业标准调查会的主要任务是组织制定和审议日本工业标准（JIS）；调查和审议日本工业标准标志指定产品和技术项目。它是通商产业省主管大臣及厚生、农林、运输、建设、文部、邮政、劳动和自治等省的主管大臣在工业标准化方面的咨询机构，就促进工业标准化问题答复有关大臣的询问和提出的建议。经调查会审议的日本工业标准和日本工业标准标志，由主管大臣代表国家批准公布。



日本工业标准调查会由240名以内的委员组成。委员由有关大臣从有经验的生产者、消费者、销售商、第三方专家和政府职员中推荐，经通产省大臣任命，任期2年。正、副会长在委员中遴选产生。另设258名专门委员，负责调查专门事项，根据会长提议，由通产省大臣任命。遇有必要调查审议特别事项时，设临时委员；该事项调查审议结束，临时委员即行退任。调查会由总会、标准会议、部会和专门委员会组成。标准会议是其最高权力机构，负责管理调查会的全部业务，制订综合规划，审议重大问题；审查部会的设置与撤销，规定专门委员会的比例，协调部会间的工作。标准会议按审议工作范围设立土木、建筑、钢铁、有色金属及能源等29个部会。各部会由会长指定的委员组成，负责审查专门委员会的设置与撤销，协调专门委员会间的工作，对专门委员会通过的日本工业标准草案进行终审。每项技术专题设置一个专门委员会，由生产、使用及销售等各方面的代表按比例选举产生，负责审查日本工业标准的实质性内容。调查会共设2000多个专门委员会，有委员2万名左右。调查会隶属于通商产业省工业技术院。工业技术院标准部是调查会的办事机构，负责调查会的日常工作，实际上是具体制订日本工业标准化方针、计划和落实计划的管理机构。标准部下设标准、材料规格、纺织和化学规格、机械规格和电气规格5个课。

日本工业标准（JIS）是日本国家级标准中最重要、最权威的标准。根据日本工业标准化法规定，除药品、农药、化学肥料、蚕丝、食品以及其他农林产品另制定专门的标准或技术规格外，日本工业标准的对象涉及各工业领域。其内容包括产品标准（产品形状、尺寸、质量、性能等）、方法标准（试验、分析、检路与测量方法和操作标准等）和基础标准（术语、符号、单位、优先数等）。专业包括建筑、机械、电气、冶金、运输、化工、采矿、纺织、造纸、医疗设备、陶瓷及日用品、信息技术等。

Riben dianjia zhidu he zhengce

日本电价制度和政策 （electricity price system and policy in Japan） 日本制定电价的法律依据是《电力事业法》和《公用事业令》。电价须按法律规定的手续经政府批准后才能实施。日本的电力市场改革分为两个阶段：第一个阶段为1995～2000年，日本在保留九大电力公司分区垄断发、输、配电体制的基础上对新建电厂引入竞争机制，并改进了电价机制；第二阶段为2000年至今，改革的主要目标为进一步扩大市场化范围，改善经营效果和降低电价，确保供电安全。（见日本电力工业）

定价原则 日本《电力事业法》明确规定了制定电价的

基本原则为成本主义原则、合理盈利原则和对用户公平原则。

定价程序 包括：①计算电价。在制订供需计划、设备计划、资金计划的基础上计算折旧费、营业费（包括人工费、燃料费、维修费等）、各种税金及企业利润，计算综合成本（含税金和合理利润）；再按用电状况、用电电压等级分成不同的用电种类，将综合成本分解成各类用户的个别成本；最后按各类用户的个别成本确定各类用户的分类电价。②向通商产业大臣申请批准。③通商产业大臣审查电价。先听取申请企业的代表申述，必要时派人到申请企业了解其经营情况，并依法组织“公听会”，听取有利害关系单位的代表及有关专家的意见。④交由包括消费者在内的有识者构成的“物价稳定政策会议”通过。⑤交“物价对策阁僚协议会”审议。⑥通商产业大臣批准电价。⑦各级电力营业部门公布电价。新的电价在对外公布十天后执行。

电价制度 在日本，电力用户按用电方式和负荷特性划分为照明、动力和非工业照明与动力混合三类；电价制度包括基本制度、特定制度和电费调整及负荷调整制度等内容。

基本制度 包括容量电价制、表价制和两部制。①容量电价制。按用户的合同容量（kW或kV·A）计收电费，而不考虑其用电量多少。只适用于用电较少，不值得为收取其电费而装表和抄表的小用户。②表价制（表底费制）。按其用电量（kW·h）支付电费。为了保证在用户用电量很少或一定时间不用电时也能收回电力固定成本，表价制规定要向用户收取一笔固定的、按一定用电量计算的表底费。③两部制。是上述两种电价的混合体，包括按合同容量（kV·A）、电流（A）或负荷（kW）确定的容量电费和按用电量（kW·h）计算的电量电费。日本大多数用电合同均采用两部制电价。

特定制度 包括分段电价制、季节电价制和定时电价制等。①分段电价制。是一种递增性电价制度，将用电量分为：第一段生活必需用电，电价最低；第二段只补偿电力平均成本；第三段反映电力边际成本上涨趋势，用以促进能源节约。②季节电价制。该制规定，除个别电力公司外，在夏季（7～9月）均加收一笔反映供电成本季节差别的费用，其电价约比其他季节高10%；冬季高峰时，所有电力公司均对商业动力，低压、高压和特高压动力用户采用季节电费制度。③定时（TOU）电价制。该电价制度自1988年日本电价改革时开始在高压动力类用户和特高压用户中试行。各电力公司对不同用电时间段规定了不同的电价，可由用户自己选用。在日本的电价制度中，还对电费调整和负荷调整制度进行了规定。

(1) 电费调整制度。通过功率因数调整电费、滞纳罚款和消费税实现。按功率因数调整电费的方法主要用于动力电费。对合同负荷小于50kW的用户，功率因数高于0.85者，减收5%容量电费；对合同容量为50kW及以上的用户，功率因数超过（或小于）0.85者，每超过（或小于）1%，减收（或加收）1%容量电费。用户付费时间迟于通知生效日（一般为抄表日）20天者，处以全部应付电费款3%的滞纳罚款，列入次月电费账单内。电费经过上述调整后，另加3%的消费税，与电费一同向用户收取。

(2) 负荷调整制度。目的在于保证用户和电力生产者之间的协作。电力公司要求负荷可调的大用户转移或降低负荷，以稳定平衡电力供需，而用户调整负荷可以得到减少电费的补偿。各电力公司的负荷调整合同可分为：①年负荷调整合同，将全年的日间负荷转换成夜间负荷；②计划负荷调整合同，主要指有一定目的的夏季负荷调整；③间断性负荷调整合同，在电源解列、系统故障或供需紧张情况下的临时负荷调整；④转移负荷合同，把空调或其他负荷转移到一个蓄热装置，以便将日间负荷转移到夜间。

Riben dianli gongye

日本电力工业 (electric power industry in Japan)

日本国，简称日本，地处亚欧大陆东部，东临太平洋，西隔东海、黄海、朝鲜海峡、日本海，与中国、朝鲜、韩国、俄罗斯相望，陆地面积为37.78万km^2。截至2011年4月，人口总数约为1.28亿人。日本能源资源非常贫乏，20世纪60年代以来，能源越来越多地依靠进口，主要进口石油。1973年世界石油危机后，日本改变了能源政策，大力发展核电，开发水电、煤电、液化天然气发电和新能源发电，以减轻对进口石油的依赖，进口能源比重由1973年的91%降到2010年的81%。

发电量及其构成 2011年，日本发电量为10 578亿kW·h，其中：水电为915亿kW·h，占8.65%；火电为8537亿kW·h，占80.71%；核电为1018亿kW·h，占9.62%；风电等其他发电量107亿kW·h，占1.02%。2011年3月日本发生福岛核电事故后（见2011年东日本大地震），核电比重迅速下降，火电和水电比重有所提高。日本发电量及其构成见表1。



发生事故前的日本福岛第一核电厂（骆志平 提供）

表1 日本发电量及其构成

年份	发电量（亿kW·h）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	8420	11.38	64.39	24.03	0.20
2000	10 585	9.15	60.08	30.42	0.36
2005	10 998	7.86	63.85	27.71	0.58

续表

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
2008	10820	7.70	67.74	23.85	0.70
2009	10503	7.98	64.51	26.64	0.88
2010	11192	8.10	65.22	25.75	0.93
2011	10578	8.65	80.71	9.62	1.02

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　2011 年，日本发电装机容量为 29206 万 kW，其中：水电为 4842 万 kW，占 16.58%；火电 18681 万 kW，占 63.96%；核电 4896 万 kW，占 16.76%；风电等其他发电装机 787 万 kW，占 2.69%。表 2 为日本装机容量及其构成。

表 2　日本装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	19473	19.43	64.19	16.25	0.14
1995	22752	19.10	62.48	18.18	0.24
2000	26049	17.78	64.48	17.37	0.36
2005	27732	17.06	63.92	17.88	1.15
2008	28053	16.88	64.46	17.09	1.58
2009	28448	16.61	64.41	17.17	1.81
2010	28703	16.63	64.06	17.06	2.25
2011	29206	16.58	63.96	16.76	2.69

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电　日本的火电发展经历了如下几个阶段：20 世纪 50 年代初期，火电单机容量多在 6 万 kW 以下，蒸汽参数在 5.88MPa、480℃以下；至 60 年代中期，发展了单机容量 45 万 kW，蒸汽参数为 16.56MPa、566/538℃或 566/566℃的亚临界机组；70 年代后，发展了 24.1MPa、538/566℃或 538/538℃的超临界压力机组，单机容量有 50 万、60 万、70 万 kW 和 100 万 kW；80 年代中期，为了保护环境、提高热效率，日本开始推广燃气蒸汽联合循环机组；80 年代末，中部电力公司与三菱重工、东芝公司合作研制成两台单机容量 70 万 kW，蒸汽参数为 30.97MPa、566/566/566℃的超超临界机组，安装在中部电力公司的川越电厂，机组满负荷运行时，热效率达 41.9%。1997 年投产的松浦电厂 2 号 100 万 kW 燃煤机组及 1998 年投产的三隅电厂 2 号 100 万 kW 燃煤机组，蒸汽温度已分别提高到 593/593℃及 600/600℃，机组效率提高到 43%。

截至 2011 年底，日本已建成 200 万 kW 及以上的火电厂 21 座，最大的是东京电力公司的富津电厂，总装机容量为 504 万 kW。热效率最高的机组是东京电力公司横滨电厂的 8 号机组，该机组采用先进的联合循环系统，热效率达 48.89%。表 3 列出了日本主要火电厂。

由于日本发电能源主要依赖进口，其火电发电量的构成受世界燃料市场供应的影响较大。20 世纪 50 年代火电燃料以煤为主，60 年代大力发展油电，至 1973 年油电发电量占火电总发电量比重达 87.7%。1973 年世界石油危机引起油价上涨，促使日本采取了燃料多样化方针，一方面大量引进液化天然气发电，另一方面引进煤炭逐步扩大煤电比重。至 2010 年油电发电量比重已降到 13.4%，气电增加到 41.7%。

表 3　日本主要火电厂

编号	电厂名称	所属电力公司	装机容量（万 kW）	燃　料
1	富　津	东京	504.0	天然气
2	东新潟	东北	486.4	天然气、其他气体
3	川　越	中部	480.2	天然气
4	鹿　岛	东京	440.0	原油、燃料油
5	碧　南	中部	410.0	煤炭
6	赤　塔	中部	396.6	原油、燃料油、天然气
7	广　野	东京	380.0	原油、燃料油、煤炭
8	袖　浦	东京	360.0	天然气
9	姊　崎	东京	360.0	原油、燃料油、天然气、液化石油气、天然气凝析液
10	千　叶	东京	354.8	天然气

资料来源：日本《电力工业年报 2013》。

水电　日本经济可开发的水能资源约为 1143 亿 kW·h/a。在 20 世纪 50 年代以前，主要是建设小型径流式电站；1950～1965 年是水电开发的全盛时期，建成了一批大中型水电站，包括佐久间（35 万 kW）、田子仓（39 万 kW）、奥只见（56 万 kW）、黑部川第四（33.5 万 kW）、矢木泽（24 万 kW）、御母衣（21.5 万 kW）等；70 年代，随着大批核电厂投入运行，为了加强电网的调峰能力，开始大力兴建抽水蓄能电站，以提高电网的灵活性。虽然常规水电成本相对较高，但从尽可能使用本国能源的角度，日本仍继续开发常规水电。

截至 2010 年底，日本水电装机容量 4774 万 kW，其中抽水蓄能电站装机容量为 2537 万 kW，占水电总装机容量的 53.1%。已建成的抽水蓄能电站中，容量在 20 万 kW 及以上的有 35 座，其中 100 万 kW 及以上的 11 座。日本常规水电站的规模较小，最大的是奥只见水电站，装机容量 56 万 kW。在抽水蓄能电站中，装机容量最大的是关西电力公司的奥多多良木抽水蓄能电站，为 193.2 万 kW。日本主要水电站见表 4。

表 4　日本主要水电站

编号	电厂名称	所属电力公司	装机容量（万 kW）	电厂类型
1	奥多多良木	关西电力公司	193.2	抽水蓄能
2	奥美浓	中部电力公司	150	抽水蓄能
3	新高濑川	东京电力公司	128	抽水蓄能
4	大河内	关西电力公司	128	抽水蓄能
5	奥吉野	关西电力公司	120.6	抽水蓄能
6	玉　野	东京电力公司	120	抽水蓄能
7	俣野川	中国电力公司	120	抽水蓄能
8	新丰根	电源开发株式会社	112.5	抽水蓄能

续表

编号	电厂名称	所属电力公司	装机容量（万 kW）	电厂类型
9	今　市	东京电力公司	105	抽水蓄能
10	下　乡	电源开发株式会社	100	抽水蓄能

资料来源：日本《电力工业年报 2013》。

核电　日本自1963年在核能研究所试验成功1.3万kW动力试验堆后，便揭开了核电发展的序幕。1966年在东海核电厂投入第一台电功率为16.6万kW的气冷堆核电机组。70年代，有10余座引进的或日美合作生产的沸水堆和压水堆相继在敦贺、美滨、福岛第一、岛根、玄海等核电厂投入运行。80年代又有15台轻水堆机组投入运行。至2010年，日本运行中的核电厂共17座，总装机容量为4896万kW，居世界第3位，仅次于美国和法国。日本最大的核电厂是东京电力公司的柏崎·刈羽核电厂。该电厂装有5台110万kW的沸水堆（BWR）机组和2台135.6万kW的先进轻水堆（ABWR）机组，总容量821.2万kW。

2011年日本"3·11"福岛核电事故后，福岛核电厂完全停运，其他核电厂也于2012年暂时停运。表5为日本主要核电厂。

表5　日本主要核电厂

电厂名称	机组数	所属电力公司	装机容量（万 kW）	反应堆类型	全部机组投运时间
柏崎·刈羽	7	东京电力公司	821.2	沸水堆、先进轻水堆	1996年11月
大　阪	4	关西电力公司	471	压水堆	1993年2月
福岛第一	6	东京电力公司	469.6	沸水堆	1979年1月
福岛第二	4	东京电力公司	440	沸水堆	1987年8月
浜　冈	3	中部电力公司	350.4	沸水堆、先进轻水堆	2005年1月
玄　海	4	九州电力公司	347.8	压水堆	1997年7月
高　浜	4	关西电力公司	339.2	压水堆	1985年6月
女　川	3	东北电力公司	217.4	沸水堆	2002年1月
町　泊	3	北海道电力公司	207	压水堆	2009年12月
伊　方	3	四国电力公司	202.2	压水堆	1994年12月
仙　台	2	九州电力公司	178	压水堆	1985年11月
志　贺	2	北陆电力公司	174.6	沸水堆、先进轻水堆	2006年3月
美　浜	3	关西电力公司	166.6	压水堆	1976年12月
敦贺市	2	日本原子能发电公司	151.7	沸水堆	1987年2月
岛　根	2	中国电力公司	128	沸水堆	1989年2月
东　通	1	东北电力公司	110	沸水堆	2005年12月
东海第二	1	日本原子能发电公司	110	沸水堆	1978年11月

资料来源：日本《电力工业年报 2013》。

电网　日本以除冲绳以外的9大电力公司管辖区域为基础形成了9大电网。电网互联从1960年开始，除冲绳外，已实现了9大电网的互联。日本的电网包括50Hz和60Hz两部分。北海道、东北和东京3个电网使用50Hz系统，东京和东北两电网之间用500kV输电线路互联，东北和北海道两电网用一条±250kV的海底直流输电线路互联。中部、北陆、关西、中国、四国及九州等电网使用60Hz系统，采用500kV输电线路互联。两个不同频率的系统之间通过佐久间（30万kW）、东清水和新信浓（60万kW）3个变频站连接，这3个变频站分别由电源开发公司和东京电力公司运行。

随着大容量火电厂和核电厂的发展，日本的超高压输电技术迅速发展。至2010年，66kV及以上的输电线路的回路长度为152 100km；110kV及以上输电线路长度超过7万km，其中500kV输电线路回路长度为14 454km。表6为日本输电线路。



日本电网分布状况

表6　日本输电线路（km）

年份	66/77kV	110/154kV	187kV	220kV	275kV	500kV	合计
1995	76 179	31 191	5761	5446	14 058	9603	142 238
2000	79 731	30 949	5720	5364	14 893	12 975	149 632
2005	79 885	30 480	5482	5332	15 847	14 030	151 056
2006	79 979	30 472	5481	5340	15 925	14 122	151 319
2007	80 147	30 500	5481	5338	16 077	14 122	151 665
2008	80 356	30 524	5252	5282	16 326	14 122	151 862
2009	80 430	30 621	5252	5319	16 224	14 225	152 071
2010	80 613	30 444	5252	5158	16 179	14 454	152 100

资料来源：日本海外电力调查会历年《日本电力工业概况》。

日本超高压输电线路的电压等级为500、275、220、187kV和132kV。东北、东京、中部、北陆、关西、中国、四国及九州电力公司的最高输电电压为500kV；北海道电力公司的最高输电电压为275kV；冲绳电力公司的最高输电电压为132kV。日本1993年建成柏崎·刈羽—西群马—东山梨1000kV线路，全长190km；1999年建成西群马—福岛核电厂1000kV线路，全长240km。线路建成后，由于电力需求增长减缓，核电建设计划推迟，一直按500kV降压运行。至2010年，日本运行的66kV及以上变电站共5372个，变

电设备总容量80128万kV·A。

技术经济指标 1990～2010年，日本平均设备利用小时为3692～4402h，其中：核电设备利用小时较高，超过5000h；其次为火电，为3697～4459h；水电设备利用小时为1774～2355h。日本注重电力技术研发和应用，厂用电率和煤耗相对较低。电网结构紧凑，线损率低。表7为日本电力工业主要技术经济指标。

表7 日本电力工业主要技术经济指标

年 份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4402	4361	4198	3960	3859	3692	3899
其中：水电	2355	2099	2090	1826	1764	1774	1900
火电	4459	4265	3977	3961	4053	3697	3969
核电	6392	7043	7117	6147	5385	5727	5887
其他	6424	6171	5456	1565	1793	1795	1612
厂用电率（%）	5.82	5.77	3.71	3.90	3.84	3.85	3.79
线路损失率（%）	4.12	4.05	4.67	4.84	4.98	5.06	4.63
发（供）电标准煤耗[g/(kW·h)]	331	330	316	300	297	294	303

注：2000年及以前为9大电力公司供电煤耗，2000年以后为10大电力公司发电煤耗。

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册2012》。

用电构成 日本工业用电、居民生活用电和商业、服务业用电在总用电量中所占的比重较大，约占总用量的1/3。20世纪80年代初日本电力消费以工业用电为主，工业用电所占比重最高，之后逐渐下降，由1980年的64.3%降低到2010年的34.3%。同一时期，居民生活和商业等用电比重持续增长，至2005年趋于平稳。表8为日本用电量及其构成。

表8 日本用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构 成（%）					
		工业	商业、服务业	居民生活	交通运输业	农业和渔业	其他
1990	7587	45.7	27.6	24.3	2.2	0.2	0.0
1995	8802	46.1	24.2	26.9	2.4	0.4	0.0
2000	9564	39.1	31.8	27.0	1.9	0.2	0.0
2005	9919	35.8	33.5	28.5	1.9	0.1	0.2
2006	9964	34.3	35.7	28.1	1.9	0.1	0.0
2007	10258	35.7	33.8	28.4	1.8	0.1	0.2
2008	9809	32.8	35.8	29.2	1.9	0.1	0.2
2009	9502	32.0	35.5	30.1	2.0	0.1	0.3
2010	10165	34.3	33.3	30.0	1.9	0.1	0.4

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构 日本电力工业的主体是10家按地域划分的私营电力公司，即九大电力公司（北海道、东北、东京、中部、北陆、关西、中国、四国、九州）及冲绳电力公司，分地区垄断经营各公司的发电、输变电及配电等业务。而电源开发公司、原子能发电公司、34个县营公司和20个发电公司则作为趸售电力公司，将其所发电力出售给10家私营电力公司。

进入20世纪90年代后，日本经济持续低迷，电力工业增长同步放缓。为了打破垄断、引入竞争机制、降低电价（见日本电价制度和政策）、提高发展效率，1995年，日本开始第一次电力改革，主要措施是放宽发电市场准入，培育独立发电商，同时部分开放电力用户，独立发电商可以进入售电市场直接向用户售电。第二次电力改革开始于1999年，主要措施是进一步开放用户（2000kW及以上用户，约占总用户的30%），同时开放电网的输电业务，促使电力公司开始竞争。第三次电力改革开始于2004年，扩大销售环节的市场化（63%的用户参与市场），设立中立的电力协会和电力趸售交易所，保证输电网络的无歧视开放和公平使用，实行统一的输电收费制度。2008年的第四次电力体制改革，进一步加强监管垄断环节，确保电力市场竞争的公正。同时经过成本效益分析，推迟了全面放开售电市场的时间。

通过电力市场化改革，日本的电力工业结构发生了较大变化。在发电环节，独立发电企业、电力公司形成市场竞争；在输配电环节，仍由日本9大电力公司负责运行全国所有的输配电网，提供公平、公开的电网准入和过网输电服务；在售电环节，9大电力公司负责向各自区域内部50kW以下的用户供电，本地电力公司、其他地区电力公司、电力供应商均可对50kW以上的自由化用户供电，形成了零售竞争格局。

Riben dianli kekaoxing guanli

日本电力可靠性管理 （reliability management of electric power system in Japan） 以日本电力系统利用协会与常规电力公司为依托开展的针对日本电力系统的可靠性管理工作。日本常规电力公司包括9大电力公司（北海道、东北、东京、中部、北陆、关西、中国、四国、九州）及冲绳电力公司，各公司负责所属电力系统的电力可靠性管理，在强制性规定下确保电网的供电安全、平衡供需及调度运行。日本电力系统利用协会（Electric Power System Council of Japan，ESCJ）建立于2003年，负责电力系统可靠性规则的制定和各公司电力系统可靠性监督，并监管各电力公司间的联络、协调等。日本政府经济、贸易和工业省则通过每年的供电计划报告来监控电力供应的可靠性。日本电网的长期规划和建设必须经过政府经济、贸易和工业省及日本电力系统利用协会的评估，以确保规划能够满足长期的电力需求。根据日本《电力事业法》规定，每财年年底，各电力公司需要向经济、贸易和工业省提交10年电力供需规划，经编制后于年底出版。日本电力系统利用协会也要求在每财年年底编制《供电可靠性评估报告》，对电力公司和独立发电商的可靠性进行公开和评估。

标准与准则 日本的电力可靠性管理大约始于1961年。1963年，东京电力公司制定了由故障频度、故障停电率、停电功率、停电时间、负荷加权指数、地区差别系数等因素决定的可靠性度量尺度。1971年，电气学会工厂配电专业委员会发表《关于工厂配电供电可靠度文献调查》，对可靠性技术术语进行统一说明，列举了工厂供电系统供电可靠度的计算方法与提高工厂供电可靠度的措施。1972年，电气

学会配电专业委员会发表《从系统运行和可靠性的观点出发研究配电设备最佳组成方法》，系统论述了供电系统可靠性的定义、指标、计算方法，提供了提高可靠度的措施及实施效率分配计算法、可靠度预测方法等，为供电系统用户供电可靠性管理的实际应用建立了统一基础。1989 年，配电系统调查专业委员会发布《配电系统供电可靠度评价方法和缩短停电时间技术》的报告，根据不同电力用户的需求，规定不同的目标值，并从故障停电和作业停电两方面对防止重复停电和长期停电实行个别可靠性的微观极限值管理。同时立足于电力用户方面，以供电线路区段为单位，考虑对电力用户供电的各个配电系统的结构和故障修复程序问题。在此基础上系统可预测在任意地点、任意设备上发生故障时电力用户所经历的停电时间。20 世纪 90 年代开始，日本陆续开展了电力系统可靠性控制和设备诊断研究，建立了大容量机组和供电网运行情报收集、分析处理系统，对电网实行分层控制等，不断在设备和系统两方面提高效率和保证运行的可靠性。

管理特点　日本对供电系统用户供电可靠性的管理与欧美有显著的不同，主要表现在：①在对供电系统网络结构和切换能力深入研究的基础上，提出以裕度概念为基础的评价方法。除采用普遍使用的供电点、用户年平均停电次数、年平均停电时间外，针对网络结构和故障后负荷切换转移能力提出了联络率、正常运行率、有效运行率以及适切馈线率等独特的综合评价指标。②供电系统可靠性指标既有全国性统一指标，又有地区性指标。虽然前者整体上与欧美大体一致，但在具体计算和应用方面则结合实际网络结构采用系数化的方式来实现。③在供电系统可靠性应用方面，日本不仅注意从供电系统结构、故障停电和作业停电三方面采取措施，而且针对不同电压等级的供电系统、不同用户要求、不同施工与检修需要，规定了不同的系统结构，并建立了一整套提高供电系统可靠性的措施。④根据配电系统和设备运行特点进行综合考虑，既强调宏观的平均值管理，又注意根据用户的不同需求实行个别可靠度的微观极限值管理。

Riben Haiwai Dianli Diaochahui

日本海外电力调查会 (Japan Electric Power Information Center，JEPIC)

成立于 1958 年，总部设在日本东京，在美国华盛顿、法国巴黎和中国北京设有办事处。现有 12 家会员企业（日本北海道电力公司、东北电力公司、东京电力公司、中部电力公司、北陆电力公司、关西电力公司、中国电力公司、四国电力公司、九州电力公司、冲绳电力公司、日本电源开发公司和日本原子能发电公司）。

宗旨　作为非营利性的电力行业协会，旨在满足世界电力行业持续增长的信息需求和日益增加的交流需求；调查研究海外电力行业的发展趋势，分析日本电力公司在海外经营的环境和挑战；与美国、欧洲及亚洲等电力行业组织开展交流活动；为发展中国家响应政府在电力行业的政策提供技术合作方案。

机构　设会长、理事会、监事、专务理事、理事、咨询委员会；规划部、总务部、调查部、国际合作中心、华盛顿事务所、欧洲事务所、北京事务所等 7 个部门。

活动　包括研究和信息活动，出版、交流和合作活动，国际合作等。

语言　英语和日语。

出版物　《日本电力工业年鉴》《海外电气事业统计》（每年出版一次）、《海外各国电力工业》（每 5 年出版一次）。

Ruidian dianli gongye

瑞典电力工业 (electric power industry in Sweden)

瑞典王国，简称瑞典，位于北欧斯堪的纳维亚半岛东南部，面积约 52 万 km^2。截至 2011 年底，人口数量为 948.7 万人。瑞典能源资源比较单一，煤、油、气蕴藏量极少，水能资源较丰富。据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，瑞典经济可开发水能资源量为 900 亿 kW·h/a。

发电量及其构成　2011 年，瑞典发电量为 1504 亿 kW·h，其中：水电发电量为 666 亿 kW·h，占 44.28%；火电发电量为 173 亿 kW·h，占 11.50%；核电发电量为 605 亿 kW·h，占 40.23%；其他发电量为 72 亿 kW·h，占 3.99%。表 1 为瑞典发电量及其构成。

表 1　瑞典发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	1465	49.86	3.59	46.55	0
2000	1453	54.12	6.11	39.46	0.31
2005	1584	46.02	7.70	45.71	0.57
2008	1500	46.13	9.93	42.60	1.34
2009	1367	48.28	11.78	38.19	1.75
2010	1486	44.75	13.93	38.90	2.42
2011	1504	44.28	11.50	40.23	3.99

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　截至 2011 年底，瑞典发电装机容量为 3523 万 kW，其中：水电为 1657 万 kW，占 47.03%；火电为 655 万 kW，占 18.59%；核电为 932 万 kW，占 26.45%；其他发电装机为 279 万 kW，占 7.92%。表 2 为瑞典装机容量及其构成。

表 2　瑞典装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	3419	47.76	23.05	29.16	0.03
1995	3363	48.02	21.86	29.91	0.21
2000	3372	49.02	22.30	28.05	0.63
2005	3339	48.94	21.17	28.36	1.53
2008	3394	48.41	22.83	26.34	2.42
2009	3529	47.18	23.63	25.05	4.14
2010	3645	45.90	23.92	24.64	5.54
2011	3523	47.03	18.59	26.54	7.92

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

瑞典早期以发展水电为主，20世纪60年代是开发水电的全盛时期，但在1969年由于环境因素，政府做出不再开发北部四大河流的决定，水电发展仅限于对已建电站的更新改造，继而转向发展其他能源。瑞典于20世纪50年代开始建设燃煤和燃油电厂，到70年代早期，全国水电占70%，而火电占20%以上。1973年石油危机后，转向发展核电。1972～1985年共有12台反应堆投入运行。在美国三里岛、苏联切尔诺贝利等核电厂发生事故后，瑞典核电厂的运行和发展遭到公众反对，议会于1988年6月做出决定，1995年先停用1台反应堆，至2010年全部反应堆都停止发电。后于1991年1月放弃了1988年的决定。表3为瑞典主要水电站和火电厂，表4为瑞典主要核电厂。

表3 瑞典主要水电站和火电厂

水电站		火电厂		
名称	容量（万kW）	名称	容量（万kW）	燃料
哈斯普朗格特	83	卡尔斯海姆	99	石油
斯托罗尔弗斯	59.1	斯特龙森德	50	石油
列茨	44	瓦斯特拉斯	56.6	煤炭、石油、木材
坡留斯	44	斯托克贺姆	39.6	煤炭、石油
梅舒尔	45.2	利亚瓦科特	26	天然气
里格	34.3	赫姆斯特德	25	天然气
维塔斯	32.5	布拉瓦拉	24	石油
瑞茨姆	32	拉赫尔	24	天然气
川格斯勒	30	马文森	20	石油

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计2012》。

表4 瑞典主要核电厂

电厂名称	电厂容量（万kW）	堆型	堆容量（万kW）	投运年份
奥斯卡斯门（Oskarshamn）	222.7	沸水堆	46.7	1972
		沸水堆	60.5	1974
		沸水堆	115.5	1985
林哈尔斯（Ringhals）	364.1	沸水堆	85.5	1976
		压水堆	86.6	1975
		压水堆	98.5	1981
		压水堆	93.5	1983
福斯马克（Forsmark）	315.2	沸水堆	101.1	1980
		沸水堆	95.1	1981
		沸水堆	119	1985

资料来源：世界核能协会。

电网 瑞典电网电压等级为400、220～300、110/132/150kV，电网网架由400、220kV输电线路构成。由于瑞典大量的水电站建在北部，负荷中心又多位于中部和南部地区，因而北部至中部建有6条220kV和8条400kV的输电线路。瑞典输电线路情况见表5。

表5 瑞典输电线路情况（km）

年份	400kV	275kV	220kV	130kV	高压直流	合计
2005	10647	75	4295	7	574	15598
2008	10644	75	4070	7	550	15346
2009	10644	75	4070	7	550	15346
2010	10708		4400		550	15658

资料来源：瑞典国家电网公司历年统计年报。

瑞典已形成了全国统一的电网，并与北欧邻国联网运行。瑞典与丹麦之间有2条直流、2条400kV交流、3条110kV交流联络线，与芬兰之间有1条直流、2条400kV交流、1条220kV交流、1条110kV交流联络线，与挪威之间有4条400kV交流、1条220kV交流、3条110kV交流联络线。瑞典与德国吕贝克和波兰斯武普斯克之间分别有一条60万kW直流输电线。瑞典、挪威、丹麦、芬兰及冰岛5国于1963年组成北欧电力联合组织（NORDEL），其任务是推动各成员国的电力开发、运营和国际电力交换。2008年12月欧洲输电运营商联盟（ENTSO-E）成立，替代欧洲原有的6个电网运营协会，瑞典电力参与到全欧洲的电力市场中。

技术经济指标 1990～2010年，瑞典平均设备利用小时为3875～4981h，其中核电设备利用小时最高，超过5900h。瑞典电源结构以水电为主，因而其厂用电率较低。与其他国家不同的是，瑞典水电设备利用小时数高于火电。表6为瑞典电力工业主要技术经济指标。

表6 瑞典电力工业主要技术经济指标

年份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4283	4981	4307	4745	4420	3875	4077
其中：水电	4472	6210	4758	4458	4211	3962	3974
火电	671	1159	1179	1731	1928	1928	2383
核电	6833	6955	6058	7642	7148	5903	6442
其他	667	1478	2156	1883	2433	1710	1730
厂用电率（%）	2.73	2.76	2.84	2.60	2.50	2.30	2.30
线路损失率（%）	6.58	7.38	7.61	8.07	7.30	6.90	7.30

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册2012》。

用电构成 2010年瑞典用电量为1350亿kW·h，其中工业用电占43.1%，交通运输业占1.8%，农业和渔业占1%，商业、服务业占24.2%，居民生活用电占29.9%。2000～2010年间，瑞典工业、交通运输业用电比重呈下降趋势，商业、服务业用电比重有所增加，居民生活用电比重维持在30%左右。表7为瑞典用电量及其构成。

表7 瑞典用电量及其构成

年份	用电量（亿kW·h）	构成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业和渔业
1990	1307	49.2	29.1	18.6	1.9	1.1
1995	1267	42.8	33.5	20.6	2.2	1.1
2000	1311	45.3	32.0	19.4	2.4	0.9

续表

年份	用电量（亿 kW·h）	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业和渔业
2005	1332	45.1	32.1	19.6	2.1	1.1
2006	1334	44.9	31.1	20.3	2.2	1.5
2007	1338	45.4	29.6	21.3	2.2	1.6
2008	1316	46.1	29.6	21.4	1.8	1.2
2009	1261	43.1	32.4	21.2	1.9	1.4
2010	1350	43.1	29.9	24.2	1.8	1.0

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构　瑞典自20世纪90年代开始电力市场化改革。1996年与挪威合作建立北欧电力交易所（Nord pool）。2000年，北欧四国形成共同的电力市场。瑞典电力市场是北欧电力交易市场的重要组成部分。其发电价格在北欧电力市场上由买卖双方供需决定，通过竞争形成，每小时都在变动。电力输配仍是垄断经营，电网公司依据电力法收取输配电费，政府对输配电费实行监管。终端电力市场是竞争的，消费者拥有充分的市场选择权，并可以得到足够的电力价格信息服务。电力终端用户支付的电价由电能价格、电力许可证价格、电网费用和税收四部分组成，占比分别为36%、3%、19%和42%。

大瀑布公司、斯德夸夫特公司和富敦电力公司是瑞典三家最大的电力公司，其中大瀑布公司是瑞典的国有公司，富敦电力公司的最大股东是芬兰政府，斯德夸夫特公司的股权为德国和挪威所有。瑞典电网分成国家电网、区域电网和地方电网三级。国家电网由瑞典国家电网公司所有，负责220kV和400kV的高压线路及与邻国的联络线。区域电网多由大的电力生产商所有和运行，包括70～130kV网架。地方电网由电力生产商和地方市政拥有和运行，包括20kV以下线路。

瑞典在售电市场引入竞争，但在电网输、配电环节仍以垄断方式经营。瑞典政府对电网公司及其收费进行监管。瑞典贸易工业部下设电网管理局，负责制定电能计量方面的规则。有关电网设计及运行的技术性规定，由电网公司自行制定，报电网管理局批准。瑞典能源局下属的能源市场监管机构负责对电网费用进行监管。它在监管中借助模型工具评估电网公司收取费用的合理性，有权对不合理电力收费进行干预。在电费问题上监管部门与电网企业发生争议时，可以通过法院仲裁。



sanbuzhi dianjia

三部制电价 (three-part tariff) 将电价分解为按用电容量（或最大需求量）、用电量和用户数量3个部分计算的电价制度。它将两部制电价中的基本成本细分为容量成本和用户成本两部分。容量成本与两部制电价中的计算方法相同。用户成本是供电成本的一部分，只与用户数量有关，而与系统容量和发电量都无直接关系。用户成本包括营业设施折旧、营业人员的工资福利、经营业务的办公费用、抢修业务的费用、接户线及电能表的成本、负荷管理设备、账单结算工作的相关成本等，又称用户费用。有的国家也将用户费用称为固定电费或基本电费，这里的固定电费或基本电费与两部制电价中的基本电费是不同的，用户费用与用户的容量大小无关，其计费单位为“每户”。两部制电价基础上的三部制电价可表示为

$$R=\rho_{p,d}P_d+\rho_{w,d}W_d+F$$

式中 R 为用户全部电费；$\rho_{p,d}$ 为容量电价；P_d 为有功容量；$\rho_{w,d}$ 为电量电价；W_d 为用电量；F 为用户费用。

用户费用的特点是，即使用户没有消费电能，但只要其连接到供电网上，都需要按月缴纳该笔费用，这是由供电公司对用户提供服务的性质决定的。供电公司会根据用户的数量而不是容量或用电量配备相应的服务人数，如定期抄表人员、维修人员及营业人员等。

三部制电价是美国实行的用电电价制度，较之两部制电价能更真实地反映供电成本。中国的电价制度主要为两部制电价，三部制电价仅在抽水蓄能电站的电价中有初步研究，随着电价改革的深入，三部制电价的运用范围将越来越广泛。

Shandong Sheng dianli gongye

山东省电力工业 (electric power industry in Shandong Province) 山东省位于中国东部沿海，黄河下游，境域包括半岛和内陆两部分。山东半岛濒临渤海和黄海，内陆部分自北至南与河北、河南、安徽、江苏四省接壤。面积15.67万km^2。2012年底常住人口9684.87万人。山东省煤炭资源和石油资源丰富。全省煤炭蕴藏面积达5万km^2，集中在兖州、枣庄、肥城、新汶及淄博等地。石油产地位于黄河三角洲地带。

山东省电力工业始于1898年。当年，德国商人在青岛装设了两台柴油发电机（36.75kW）。至1949年末，山东省共建成13座发电厂，总装机容量12.98万kW；共有33kV输电线路31.3km，20kV输电线路112km；只在青岛、济南、博山、枣庄、烟台、潍坊等城市和矿区有孤立电网，广大农村和其他地区均属无电地区；年发电量2.09亿kW·h。

1949年后，经过6个五年计划的建设，山东省相继建设一批中温中压、高温高压和亚临界机组工程。为缓解严重缺电局面，1984年龙口发电厂1号机组建成发电，开中国集资办电的先河。从1986年底开始，山东省根据国家有关规定，采取了“谁办电、谁用电、谁得利”“自建、自管、自用”“并网自愿、退网自由”“以电养电”等一系列鼓励政策兴建地方小火电。截至1988年底，山东省地方火力发电厂已达96座，装机总容量为71万kW，占全省装机容量的12%；发电量达29.2亿kW·h，占全省发电量的7.7%。至1991年，山东省发电装机总容量增至910.8万kW，其中集资建设5万kW及以上的发电机组共15台，总容量257万kW。20世纪90年代，山东电力进入大机组、高电压、远距离输电的新阶段。21世纪以来，山东省开始可再生能源发电建设，电网建设快速发展，山东省网与华北电网联网，实现跨流域输电。

电源建设 山东省第一个高温高压机组工程——黄台发电厂于1959年投入运行，设计容量20万kW。山东省第一个超高压、再热式机组发电厂——莱芜发电厂（3×12.5万kW）于1975年11月建成投产。山东省最大的燃油电厂——辛店发电厂（60万kW）1977年2月建成投产。第一座由中央与地方集资建设的火力发电厂——龙口发电厂1号机组1984年投产，该电厂为坑口电厂，装机容量为20万kW。1985年，总规模为百万千瓦以上的邹县发电厂一期工程2×30万kW机组投产。1976年开始在乳山县白沙口建设潮汐电站，装有6×160kW发电机组。1983年开始在荣成县龙须岛兴建4台风力发电机组，容量为3台55kW、1台20kW。2000年泰安抽水蓄能电站（4×25万kW）开工建设，长岛风电项目投产。2005年9月，中国第一个生态电厂山东鲁北生态电厂获批建设，总装机规模62.5万kW。2009年，山东省首座核电厂山东海阳核电项目1号机组（见图1）开工建设，该项目采用第三代百万千瓦级压水堆AP1000技术，规划建设6台百万千瓦级机组，总装机容量870万kW。



图1 山东海阳核电项目1号核岛CV筒体第四环成功吊装就位
（国家核电技术有限公司 提供）

邹县发电厂为特大型坑口火力发电厂，是山东省最大的电厂，总装机容量454万kW，最大单机容量100万kW。

2010 年，华电国际莱州电厂开工建设，为中国首家设计煤耗低于 270g/(kW・h) 的发电厂，采用海水淡化技术供水，可实现污水“零排放”。

至 2012 年底，山东省发电装机容量 7315 万 kW，其中火电装机容量 6818 万 kW；风电装机容量 382 万 kW，占 10.28%；电网统调公用电厂装机容量 4767.9 万 kW，占 65.18%。年发电量 3305.9 亿 kW・h，其中水电发电量 1.2 亿 kW・h，火电发电量 3241.0 亿 kW・h，风力发电量 63 亿 kW・h，太阳能发电量 0.7 亿 kW・h。发电机组平均利用小时为 4749h。

电网建设 山东电网的特点是独立省网、火电为主、西电东送。

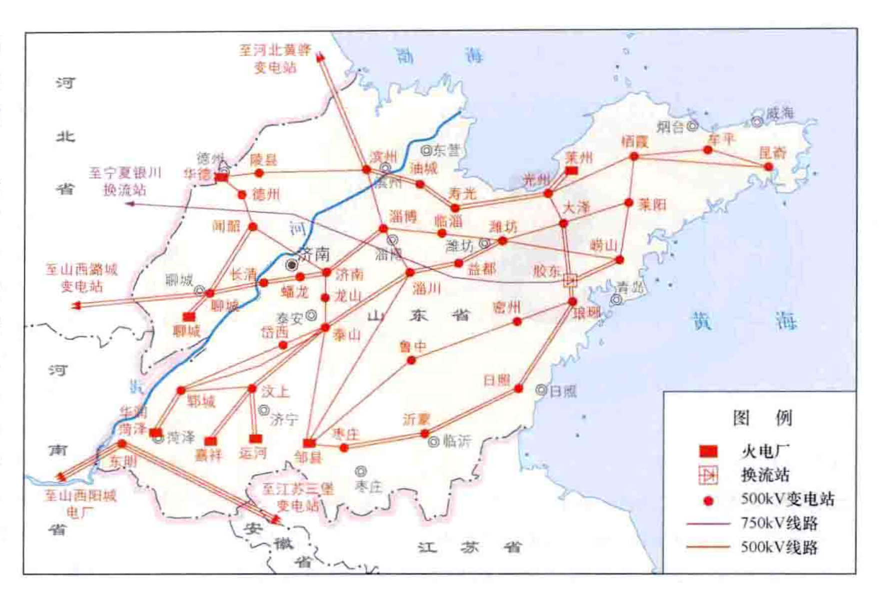


图 2 山东电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

1957 年 2 月，山东第一个 110kV 输变电工程——济南—博山（神头）输变电工程建成，形成山东第一个跨地区电网鲁中电网。1973 年，山东省第一个 220kV 输变电工程——莱芜—魏庄输变电工程建成，逐步形成以 220kV 线路、变电站为骨架的统一电网。1986 年，山东第一个 500kV 输变电工程——邹县发电厂经济南至潍坊输变电工程投入运行。至 1992 年，山东省有 35kV 及以上输电线路 33 041km，变电容量 3347kV・A（其中 500kV 和 220kV 输电线路 5913km，变电容量 1003 万 kV・A）。独立的山东电网成为仅次于华东、华北、华中、西北、东北 5 个跨省电网的中国第六大电网。1996 年，山东在中国率先实现户户通电。至 1997 年底，山东电网成为以 60 万 kW 和 30 万 kW 为主力发电机型，500kV 和 220kV 为主网架的现代电网。2000 年，500kV 东线临沂—日照—青岛输变电工程建成，山东网 500kV 环网初步形成。

2011 年，完成 8 座 220kV 智能变电站建设改造任务，青岛高可靠性示范区、东营智能园区试点项目通过国家电网公司验收。自主创新建成世界首座智能充换储放一体化大型示范站——青岛薛家岛智能充换电站，中国首家省级电动汽车运营管理系统投运，山东省累计建成充换电站 17 座、交流充电桩 545 台，全年服务车辆行驶 650 万 km。

2012 年，山东省拥有 35kV 变电站 3890 座，变电容量 5555 万 kV・A，输电线路长度 32 541km；110kV 变电站 1388 座，变电容量 10 880 万 kV・A，输电线路长度 24 092km；220kV 变电站 327 座，变电容量 10 716 万 kV・A，输电线路长度 18 472km；500kV 变电站 30 座，变电容量 4425 万 kV・A，输电线路长度 5626km；660kV 变电站 1 座，变电容量 464 万 kV・A，输电线路长度 415km。形成了 500kV 双回路四点与华北电网联网、以 ±660kV 银东直流深入负荷中心、“五横三纵”500kV 电网为省域主网架的现代化电网。2013 年山东电网主接线图见图 2。

用电状况 1999 年底，山东省全社会用电量 914.7 亿 kW・h，2012 年，山东省全社会用电量为 3794.54 亿 kW・h，其中：第一产业用电量达 73.47 亿 kW・h；第二产业用电量达 2934.08 亿 kW・h；第三产业用电量达 373.76 亿 kW・h；城乡居民生活用电量达 413.23 亿 kW・h。

电力体制 1898～1949 年，山东电力行业没有统一的管理机构。1949～1957 年底，山东各地电力企业分中央属和地方属两种。中央企业分别归鲁中电业局、青岛电业局及徐州电业局（枣滕电网部分）管理；地方属企业归各专区、市、县人民政府管理，业务上受山东省工业厅电业处领导。1958 年 1 月 1 日，济南电业局与青岛电业局合并成立山东省电业局。1958 年 9 月，山东省电业局更名为山东省电力工业局。1960 年 6 月，山东省电力工业局改属山东省人民委员会领导，并改称山东省电力工业厅。1963 年 4 月，山东省电力工业厅又收归部辖，改称水利电力部山东电业管理局。1973 年 8 月，山东省电力工业局革委会改称山东省电力工业局。1982 年 1 月，山东省电力工业局上收为水利电力部直属单位，各地市电业部门也陆续上收为山东省电力工业局直属。1989 年，山东省电力公司成立，同时保留山东省电力工业局名称（2001 年撤销山东省电力工业局），作为省政府的管电职能部门，对山东省电力工业实行统一规划和行业管理。1997 年 10 月 6 日山东电力集团公司正式成立。

2002 年，山东电力集团公司根据“厂网分开”的改革要求，将日照发电厂移交中国华能集团公司；山东国际电源开发股份有限公司及其全资、控股、参股的邹县、十里泉、莱城、淄博热电、章丘、青岛、滕州新源、潍坊等 8 家发电厂移交中国华电集团公司；聊城、菏泽电厂移交中国国电集团公司。

山东电力集团公司是国家电网公司的全资子公司。截至 2012 年底，管理 17 个市供电公司及超高压公司、鲁能体育文化公司等 28 家企业和单位，管理县供电企业 98 个；服务客户 3570 万户，供电人口 9579 万，供电区域超过 15 万 km^2。全年售电量 3237.05 亿 kW・h，市场占有率 98.04%。

华能山东发电有限公司在原中国华能集团公司山东分公司、华能国际电力股份有限公司山东分公司和德州电厂的基础上重组，于 2008 年 5 月注册成立。管理运营中国华能集团公司在山东的 17 家火电厂、5 座风电场、1 家上市公司（新能泰山）和 1 家港口企业（青岛胶南港），总资产超过 600 亿元人民币，分布在山东省 14 个地级市。截至 2010 年

底，华能山东发电有限公司发电装机容量 1684.45 万 kW（其中火电 1659.43 万 kW，风电 25.02 万 kW）是山东省最大的发电公司。

中国华电集团公司在山东控股拥有华电国际电力股份有限公司（简称华电国际），拥有华电国际邹县发电厂、华电青岛发电有限公司、华电滕州新源热电有限公司、华电国际莱城发电厂、华电淄博热电有限公司及华电潍坊发电有限公司等资产。

鲁能集团有限公司（简称鲁能集团）成立于 2002 年 12 月，是国家电网公司的全资子公司。以房地产为核心业务，以持有型物业为重要方向，覆盖新能源、矿产、国际贸易等领域。鲁能集团实行本部和运营企业两级管理。本部设 16 个职能管理部门，所属单位共 85 家，其中全资企业 40 家，控股、参股企业 45 家。控股经营上市公司"广宇发展"。截至 2012 年累计实现营业收入 2683 亿元。

Shanxi Sheng dianli gongye

山西省电力工业 (electric power industry in Shanxi Province) 山西省地处太行山与黄河中游峡谷之间，是山地型高原，东隔太行山与河北省相邻，西部和南部隔黄河与陕西省和河南省相望，北部以古长城为界与内蒙古自治区接壤，面积 15.63 万 km^2，2012 年底常住人口 3611 万人。山西省是中国重要的煤炭基地，煤炭资源丰富。

山西省电力工业始于 1908 年。该年，山西省商会会长刘笃敬（1848—1920）集资 20.9 万银元，在太原市创办了太原电灯公司，装有一台 60kW 蒸汽直流发电机，供市区商号、街道照明用电。至 1949 年末，山西省共有发电厂 14 座，总装机容量 4.1 万 kW，年发电量 4393 万 kW·h，最大发电机组容量 6250kW；33kV 线路 12km，6～10kV 线路 54km，3.3kV 线路 22km，主要供太原、大同、阳泉及长治等 12 个城市或地区厂矿、街道和市民照明用电。

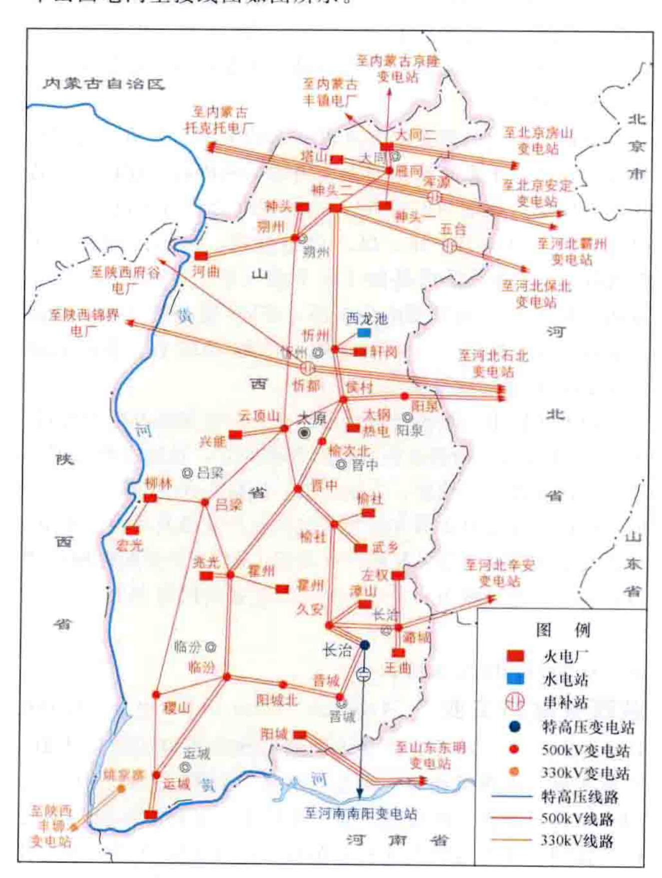
1949 年后，山西省电力工业在电源建设和电网建设等方面有了很大发展。1956 年，山西省第一条 110kV 线路——太原—阳泉输电线路架通；1972 年，山西省第一条 220kV 线路——娘子关电厂—榆次输电线路建成投产。

电源建设 到 1978 年，山西省发电装机容量达到 213.98 万 kW（其中火电 195.50 万 kW、水电 18.48 万 kW），年发电量 106.64 亿 kW·h。1987 年 12 月，建成山西第一座百万千瓦级大电厂——神头第一发电厂，装机容量 130 万 kW。2003 年 9 月，山西大同云冈热电厂一期 2×20 万 kW 技改工程 1 号机组一次并网成功，是中国第一台投产的直接空冷机组。2005 年 7 月，山西大同第二发电厂 60 万 kW 直接空冷机组投入运行，是中国首台 60 万 kW 直接空冷机组。2009 年 7 月，山西晋城寺河煤层气发电厂正式投运，总装机容量为 12 万 kW，截至 2012 年是世界上装机容量最大的煤层气发电厂。2008、2009 年和 2011 年，西龙池抽水蓄能电站 4 台机组相继投产（装机容量 120 万 kW）。

截至 2012 年底，山西省发电装机容量为 5455 万 kW，其中火电 5011 万 kW，水电 243 万 kW，风电 675 万 kW。2012 年发电量为 2535 亿 kW·h，其中火电 2454 亿 kW·h，水电 44 亿 kW·h，风电 36 亿 kW·h。

电网建设 1979 年已形成以 220kV 线路为骨干的全省统一电网。1981 年和 1987 年先后建成娘子关—河北许营和大同—内蒙古丰镇 220kV 线路，以及神头—大同、大同—房山的 500kV 线路，形成了华北统一电网；另有 110kV 线路与河南省电网和陕西省电网相连。2001 年 12 月，太原侯村—晋南侯马 500kV 输变电工程全线竣工投运，提高了山西的北电南送能力；2003 年从北到南形成以 500kV 线路为主的电力输送网络，并与北京、天津、河北、陕西、内蒙古等省（区、市）联网。2006 年，山西省已成为向外输电的大省，其中包括向京津冀电网、江苏省、陕西省榆林地区送电。2006 年 8 月，1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程在山西长治开工，为中国首个百万伏级特高压交流工程；2008 年 12 月投入试运行，2009 年 1 月正式投运。2011 年 12 月，1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程扩建工程正式投运，实现了双向、全电压、大容量输电。2011 年，山西省电力公司外送电量为 198.15 亿 kW·h。

截至 2012 年底，山西省有 1000kV 变电站 1 座，容量 600 万 kV·A，输电线路 116km；500kV 变电站 17 座，容量 2466 万 kV·A，输电线路 7496km；220kV 变电站 137 座，容量 4551 万 kV·A，输电线路 11 577km；110kV 变电站 408 座，容量 3404 万 kV·A，输电线路 15 692km。2013 年山西电网主接线图如图所示。



山西电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

用电状况 1949 年，山西省的用电构成中主要是城市工业用电，占全省用电量的 75.45%。到 1978 年，农村用电占全省用电量的 16.39%，工业用电占 78.74%，交通运输用电占 0.36%，市政生活用电占 4.52%。到 1998 年，山

西省用电构成已发生根本转变，基本解决了电力供需矛盾。2012年，山西省全社会用电量总计1766亿kW·h，较2011年同比增长3.93%。其中，第一产业用电37.4亿kW·h，第二产业用电1456.1亿kW·h，第三产业用电137.5亿kW·h，城乡居民生活用电134.8亿kW·h。

电力体制 1949年6月，太原电力公司成立；同年11月，太原电力公司划归燃料工业部华北电业公司领导；同年12月，太原电力公司改称太原电业局，为燃料工业部华北电业管理总局下设单位。1952年12月，华北电业管理局成立，太原电业局及大同电厂划归华北电业管理局领导。1955年1月，太原电业局及大同电厂划归燃料工业部北京电业管理局直接领导。1958年1月，太原电业局与大同电厂合并，成立山西省电业局，由电力工业部直接领导；同年7月，山西省电业局改称山西省电力工业厅，由山西省人民委员会领导。1963年6月，山西省电力工业厅划归水利电力部领导，改称水利电力部山西省电业管理局；1975年6月，改称山西省电力工业管理局。1980年1月，山西省电力工业管理局划归电力工业部华北电业管理局；同年2月，改称山西省电力工业局。1981年1月，山西省电力工业体制上划电力工业部。1989年1月，山西省电力公司成立，山西省电力工业局名称保留，行使省政府的管电职能（于2000年撤销）。1997年国家电力公司成立后，山西省电力公司成为华北电力集团公司的全资子公司。2002年12月，中国电力工业实行厂网分开，山西省电力公司原属发电企业分别划入相关发电集团。

山西省电力公司是国家电网公司的全资子公司，属国有特大型企业，主要负责山西省境内的电网规划、建设、运营和电力供应。截至2012年底，山西省电力公司下设11个市供电公司、99个县（市、区）供电公司，供电区域覆盖山西省除12个趸售县以外的108个县（市、区）。2012年完成新建和改造110kV变电站2座；35kV变电站3座，线路78km；10kV线路1075km，配电变压器1819台，低压线路1480km，户表配套改造31.69万户。

山西国际电力集团有限公司前身为山西省地方电力公司，于1989年1月经山西省人民政府批准成立，是地方电力国有资产的经营者和管理者。下辖全资、控股企业53家，参股24家。山西国际电力集团有限公司的发电产业涉及火电、水电、风电及生物质发电等，配电产业负责山西12个县级电网的建设运营，供电区域为2.3万km^2，占全省面积的15%。

Shanxi Sheng dianli gongye

陕西省电力工业 (electric power industry in Shaanxi Province) 陕西省位于中国西北地区东部的黄河中游，东隔黄河与山西省相望，西连甘肃省、宁夏回族自治区，北邻内蒙古自治区，南接四川省、重庆市，东南与河南、湖北两省接壤。全省地域南北长、东西窄，南北长约880km，东西宽200～500km。面积20.58万km^2。2012年末，常住人口为3753万人。

陕西省电力工业始于1917年。该年，西安开元寺（现西安市开元商城）亮起第一盏电灯。1949年底陕西省共有100kW及以上电厂7座，装机容量13 390kW，发电量仅为2837万kW·h，线损率21%，发电煤耗3kg/(kW·h)，各电厂孤立运行。西安地区只有6kV供电线路47.79km，分4路向市区直馈送电。

电源建设 1951年，中苏签订了由苏联援助中国建设的156项工程协议，其中火电23项。在陕西建设的有灞桥、户县热电厂两项工程。灞桥热电厂一期工程0.6万kW机组2台，二期工程1.2万kW机组3台、锅炉5台；户县热电厂一期工程2.5万kW机组2台，锅炉4台，二期工程5万kW机组1台、锅炉1台。这两个电厂是20世纪50年代陕西省的主力电厂。截至1960年底，陕西省发电装机容量为21.1万kW，比1949年净增19.76万kW。

20世纪60年代初，除宝鸡发电厂1961年和1962年投产2台2.5万kW机组外，至1965年底再无新机投产，造成陕西连续五年严重缺电。1965年后，渭河、略阳发电厂先后各投产10万kW容量；秦岭发电厂一期工程2×12.5万kW机组建成发电，是陕西当时单机容量最大、自动化程度最高的超高压双水内冷汽轮发电机组；延安发电厂2台6000kW机组投运；汉江上游石泉水电站3台容量各4.5万kW水轮发电机组先后发电，缓解了陕西电网调峰、调频的困难。此后，陕西省第一座大型坑口电厂——韩城发电厂4台机组全部建成，容量为40万kW。

20世纪80年代，秦岭发电厂二、三期工程新建2×20万kW机组，连同一期2台12.5万kW机组，总装机容量105万kW，成为西北地区第一座百万千瓦以上火电厂。渭河发电厂二期工程总规模为4×30万kW。安康水电站4台单机容量20万kW，连同右岸排沙洞出口安装的1台5.25万kW的小机组，总装机容量85.25万kW。安康水电站的投运使陕西电网末端的安康地区有了电源支撑点。

1991～1995年，陕西省新增发电装机容量212.27万kW。1996～2000年，新增发电装机容量238.82万kW。2001～2005年，新增发电装机容量428.84万kW，总装机容量达1166.44万kW。2006～2010年，新增装机容量1191.60万kW，总装机容量达2358万kW。

2012年底，陕西省发电装机容量2494万kW，其中水电250万kW，火电2227万kW，风电15万kW，太阳能发电2.1万kW；年发电量1232.9亿kW·h，其中水电发电量81.0亿kW·h，火电发电量1149.0亿kW·h，风电发电量2.6亿kW·h，太阳能发电量0.3亿kW·h。

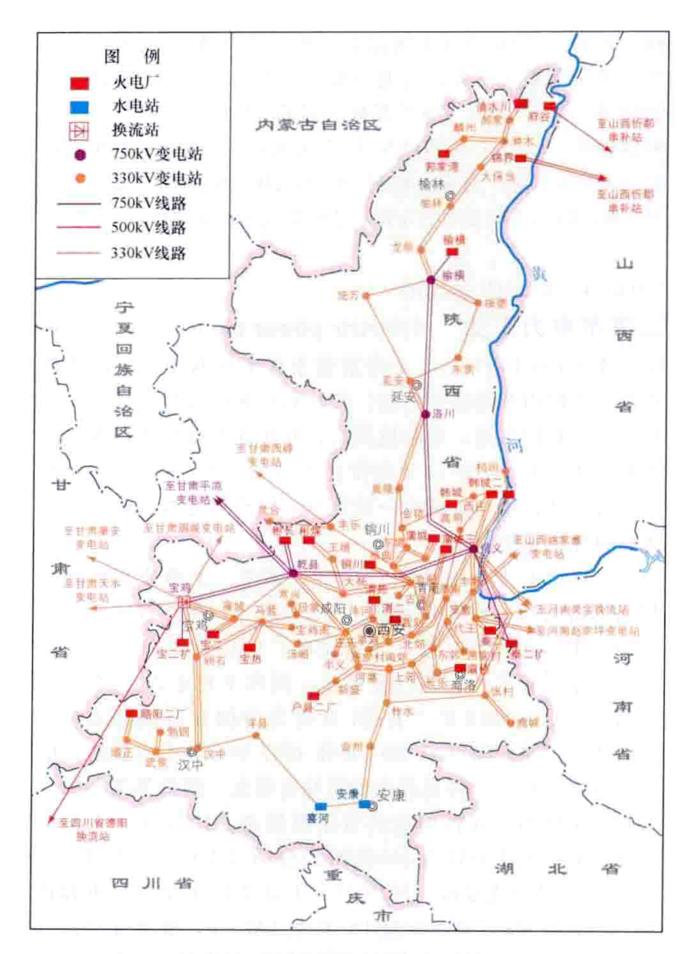
电网建设 1957年9月，陕西第一条110kV线路——西安—户县线路建成。同时，西安—铜川110kV线路及110kV枣园枢纽变电站建成投运，形成以枣园变为中心的西安、户县、铜川110kV电网。1958年，110kV电网延伸至兴平、宝鸡。至此，以西安为中心的关中地区110kV电网初步形成。1972年6月，建成刘家峡—关中330kV输电线路，该线路是当时中国电压等级最高的第一条超高压跨省输电线路，线路全长534km，陕西境内168.4km。设计输送容量42万kW，接入陕西330kV汤浴变电站。1978年，110kV电网经洛川延伸到延安，实现关中与延安联网。1979年，结合铜川、延安和咸阳地区电力负荷增长与装机容量达38万kW的韩城发电厂送出工程配套，建成韩城发电厂—铜川金锁关和金锁关—兴平庄头输变电工程。

20世纪80年代，陕西省秦岭、渭河两座百万千瓦以上的火电厂和汉江上游最大的安康水电站先后建成，促使一批

330kV 线路先后建成，使陕西省东西部水火电互供能力大大提高。以 330kV 为主网架的陕西电网有了进一步的完善和发展。1981 年，韩城发电厂—大荔西高明输变电工程建成，成为当时中国电压等级最高的农电线路。同年，庄头变电站、汤峪变电站投运，实现了陕西与甘肃两省以 330kV 的直接联网。1983 年和 1986 年，秦岭发电厂经西安南郑变电站至庄头变电站、秦岭发电厂经西安北郊变电站至庄头变电站两项规模较大的变电站工程先后建成。1989 年，第二条跨陕西、甘肃两省的 330kV 马营—陇西线建成。陕西电网与西北主网的联络骨架得到强化。陕西还通过碧洋 220kV 与四川联网，以 110kV 线路向甘肃徽县、西峰，山西河津和河南三门峡输电。

1991～1995 年，新增 35kV 及以上变电站 55 座，容量 307.27 万 kV·A，线路 1550km。1996～2000 年，新增 35kV 及以上变电站 118 座，容量 729 万 kV·A，线路 4057km。“十五”期间（2001～2005 年），陕西省 330kV 骨干网架覆盖全省 10 个地区，关中区 330kV 环网基本形成，建成了关中到陕北的第二条 330kV 电力通道。2006～2010 年，新增 35kV 及以上变电站 132 座，容量 3869 万 kV·A，线路 8758km。750kV 电网在关中落点，并呈“一”字形结构，330kV 网架结构得到优化和加强，取消了 220kV 电压等级，与西北主网之间形成 2 回 750kV 和 4 回 330kV 联络。

2012 年，陕西电网直属 750kV 输电线路 14 条，1666.52km；500kV 输电线路 3 条，270.62km；330kV 输电线路 163 条，7912.118km；110kV 线路 910 条，15541.06km；35kV 线路 384 条，4569.34km；±660kV 直流线路 1 条，307.62km；±500kV 直流线路 1 条，294km。拥有 750kV 变电站 5 座，变电容量 1470 万 kV·A；330kV 变电站 49 座，变电容量 2622 万 kV·A；110kV 变电站 418 座，变电容量 2750.30 万 kV·A；35kV 变电站 165 座，变电容量 167.61 万 kV·A；500kV 换流站 1 座，换流容量 357.12 万 kV·A（变电和线路均不含榆林供电局）。2013 年陕西电网主接线图如图所示。



陕西电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1991～1995 年，陕西省全社会用电量年均增长 6.92%，1995 年底达到 236.72 亿 kW·h。但电力工业的发展速度仍然落后于经济社会发展速度，缺电仍然是电力供应的主要矛盾。开始是季节性限电，主要集中在冬季和夏季用电高峰时段，后来发展成全年性缺电。大批工厂和居民实行“停三供四”（一周停电三天，供电四天）或“停二供五”，农村仅保抗旱用电。

2001～2005 年，陕西省全社会用电量 516 亿 kW·h，年均增长 11.98%，缺电状况基本缓解。2006～2010 年，陕西省全社会用电量 877.1 亿 kW·h，年均增长 11.25%。2012 年底，陕西省全社会用电量 1066.75 亿 kW·h。其中第一产业用电量 42.65 亿 kW·h，第二产业用电量 724.08 亿 kW·h，第三产业用电量 151.86 亿 kW·h，城乡居民生活用电量 148.16 亿 kW·h。

电力体制　陕西省电力工业管理机构在 1958 年以前是西北电业管理总局；1958 年 1 月～1962 年 6 月和 1970 年 11 月～1980 年 1 月，管理机构是陕西省电业管理局。1988 年 4 月，陕西省电力工业局成立，与西北电业管理局一套机构、两块牌子。1989 年 12 月，陕西省电力公司成立，与西北电力管理局（中国西北电力联合公司）和陕西省电力工业局是一套领导班子、4 块牌子。1998 年 10 月，西北电力集团公司与陕西省电力公司体制分离。1993 年，中国西北电力联合公司改组为中国西北电力集团公司，成为西北电力集团的核心企业。1998 年 10 月，西北电力集团公司（西北电业管理局）与陕西省电力公司（陕西省电力工业局）管理体制分离。1999 年 1 月，陕西省电力公司（陕西省电力工业局）独立运作。2002 年底，陕西省电力工业厂网分开，陕西省电力公司成为只负责经营陕西省内电网资产的电网企业，并行使国家电网公司赋予的职权。

陕西省电力公司是国家电网公司的全资子公司，是陕西省电力建设、输送、销售的独立法人，是陕西省电网规划、建设和运营的公用事业企业，承担着为陕西经济社会发展和城乡电力客户提供安全可靠电力供应的重要职责。本部内设 24 个部门，辖有直属单位 24 个，管辖县级供电企业 28 个。

2004 年 6 月，按照国家电力体制改革“政企分开”的原则，陕西省农电管理局整体改制为陕西省地方电力（集团）公司，并于 2008 年 12 月完成改组。陕西省地方电力（集团）有限公司是陕西省人民政府直属大型配电网企业，为榆林市等 9 市 66 个县（区）供电。供电面积占全省面积的 72%，供电人口占全省总人口的 51%，拥有 421 万用电客户，市场占有率 30.08%，是陕西省电力市场的重要主体和骨干企业。截至 2012 年，陕西省地方电力（集团）有限公司资产总额 173.1 亿元，拥有各级电压协调发展的配电

网，包括：35kV 及以上线路 728 条，11385km；变电站 443 座，主变压器 756 台，变电容量 859 万 kV·A；10kV 线路 2407 条，87814km；10kV 配电变压器 1217.2 万 kV·A，变电容量 10.6 万台；低压线路 17.5 万 km。公司电网内并网电厂（站）501 座，总装机容量 335 万 kW。电网最大负荷 517 万 kW，最小负荷 295 万 kW，平均负荷 333 万 kW。

Shanghai Shi dianli gongye

上海市电力工业 （electric power industry in Shanghai Municipality） 上海市位于太平洋西岸，亚洲大陆东沿，中国南北海岸中心点，长江和钱塘江入海汇合处。北界长江，东濒东海，南临杭州湾，西接江苏和浙江两省。总面积 6340.5km^2，2012 年底常住人口为 2380 万人。上海的矿产资源非常匮乏，缺少一次能源，因而作为二次能源的电力显得尤为重要。

上海市电力工业始于 1879 年。该年，上海公共租界工部局英籍电气工程师毕晓浦（J. D. Bishop）在虹口区乍浦路一座仓库里进行了电弧灯照明试验。1882 年 5 月，英商在南京东路安装了一台蒸汽发电机，同年 7 月正式点亮了 15 盏马路电灯。1882 年 7 月 26 日成为中国有电的标志。此后，法商、华商相继于 1896 年和 1897 年开办了卢家湾发电站和南市电灯厂，各郊县也纷纷结合碾米、纺织等工业的兴办配置了供当地居民用电的发供电设备。1911 年，工部局电气处开始兴建容量为 4000kW 的杨树浦发电厂（见图 1），1913 年 4 月建成发电。1949 年，上海地区年发电装机容量为 25.83 万 kW，总用电量 10.09 亿 kW·h，最高负荷 21.6 万 kW；全市共有 23～35kV 输电线路 551km，6～10kV 线路 1029km，380V 和 220V 线路 2064km。

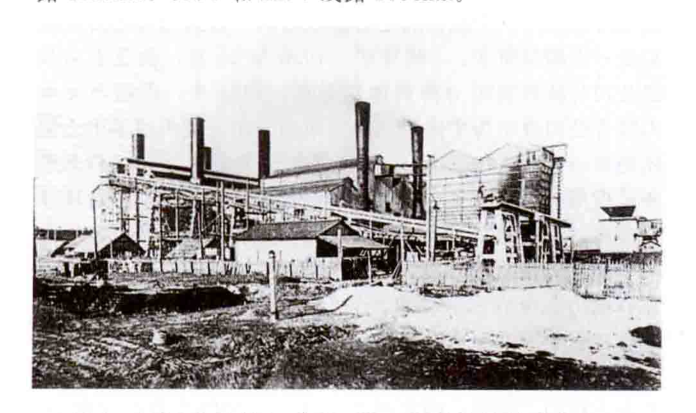


图 1 1936 年装机容量 18.35 万 kW 的杨树浦发电厂

电源建设 1949 年底，上海地区拥有上海电力公司、闸北水电公司、法商电车电灯公司、华商电气公司、浦东电气公司及各企业自备电厂等。其中最大的是杨树浦发电厂，装机总容量为 19.85 万 kW，该厂的 11 号机组是上海市最大的机组，容量为 2.5 万 kW。

1992 年，装机容量为 120 万 kW 的华能上海石洞口第二发电厂建成投运，成为中国第一座超临界发电厂。1995～1997 年，上海外高桥发电厂的 4 台 30 万 kW 火力发电机组陆续投产。2001 年 7 月，外高桥发电厂二期工程开工建设，安装两台当时享有“中华第一发电机组”美誉的 90 万 kW 超临界单轴燃煤机组。1996 年底，中美合作经营的当时中国最大的燃气轮机发电厂、上海地区第一家燃气轮机发电厂——上海闸电燃气轮机发电有限公司的 4 台 10 万 kW 级燃气轮机发电机组投运。1997 年 7 月 22 日，世界第一台具备先进技术、容量为 15 万 kW 的单烧低热值高炉煤气的燃气-蒸汽联合循环机组在上海宝山钢铁总厂电厂诞生。1999 年 3 月 2 日，上海宝山钢铁总厂自备电厂的发电设备容量增至 120 万 kW，成为国内最大的工业企业自备电厂。

上海市火力发电的所有燃料均需由外地供应。2002 年 11 月，中国第一个 10kW 太阳能发电系统——上海奉贤海滨太阳能发电系统投入试运行。2010 年 8 月 30 日，中国第一个大型海上风电示范项目，也是欧洲以外第一个海上风电项目——上海东海大桥 10 万 kW 海上风电示范项目全部 34 台风电机组投入商业运营。该项目总装机容量 10.2 万 kW，每年的发电量可满足 20 余万户上海居民的用电需求。

上海市从 20 世纪 60 年代末就开始利用余热发电。至 1998 年，利用压差、化学反应废热、低温废热等余热发电设备共 13.27 万 kW，年发电量 5 亿 kW·h。截至 2012 年，上海市发电装机容量达 2146 万 kW，其中火电装机容量 2118 万 kW，风电装机容量 27 万 kW，太阳能发电量 0.7 万 kW；发电量达 973.5 亿 kW·h，其中火电发电量 967 亿 kW·h，风电发电量 6.3 亿 kW·h，太阳能发电量 0.1 亿 kW·h。

电网建设 上海电网是典型的受端系统，电网密集、系统稳定水平高，短路电流问题突出。1953 年上海电业管理局成立后，建立了全市的 35kV 环网，逐步统一了全市的电压等级。1957 年架设了第一条 220kV 高压输电线路并建成了西郊变电站；1960 年建成了新安江经杭州至上海的 220kV 线路和变电站；至 20 世纪 70 年代，上海已基本形成 220kV 双回路环网。从 1985 年起，上海开始建设 500kV 超高压输电线路。1988 年，500kV 主网的南桥、黄渡变电站，500kV 淮沪、徐沪及黄渡至南桥线路全部投运。

“九五”期间（1996～2000 年），上海市投运了沪东的天宝、沪南的瑞金、沪西的华山、沪北的会文、沪中的人民广场地下变电站及位于新客站不夜城地区的恒丰变电站。1997 年，上海市电力局共投入资金 39.8 亿元进行城市电网建设与改造。全市新建 35～110kV 变电站 166 座，对 179 台 10kV 主变压器进行增容扩容，新建和改造 10kV 配电站 991 座，新装杆上变压器 3659 台，更新输电线路 869km。到 1999 年，困扰上海电力 20 余年的缺电局面得到扭转。

2010 年 2 月，500kV 同塔四回路的练漕线成功跨越运行中的沪杭高铁，开创了中国超高压输电线路跨越运行高铁的先河。同月，中国首座柔性直流换流站——35kV 南风换流站首次充电起动，标志着中国清洁能源的接入技术达到了国际领先水平。2010 年 3 月，上海世博园智能电网综合示范工程建成，成为世界上首个涵盖“发电、输电、变电、配电、用电、调度 6 个环节和通信信息支持平台”的智能电网综合示范工程。2010 年 7 月，中国自主研发、自主设计和自主建设的直流输电工程——四川向家坝—上海奉贤 ±800kV 特高压直流输电示范工程（奉贤换流站设备见图 2）正式投入运行。2011 年 7 月 25 日，亚洲首条柔性直流输电示范工程——上海南汇风电场柔性直流输电工程正式投入运行，成为中国第一条拥有完全自主知识产权、具有世界一流水平的柔性直流输电线路。



图 2 奉贤换流站设备（包鹏 摄）

到 2011 年，上海电网基本形成“三交四直”（三条交流四条直流）市外来电通道。500kV 电网已建成上海市双环主网和南外半环，通过徐行、黄渡、三林变电站与华东主网连接，又通过宜华、葛沪、林枫 3 回 500kV 直流线路及 1 回复奉 800kV 直流线路同华中电网相连。林枫直流通道的建成，进一步增强了上海电网的受电能力。截至 2012 年底，上海电网拥有 35～500kV 变电站 855 座，变电容量 13 088.86 万 kV·A，线路长度 17 753.918km（其中电缆 8327.167km），其中：特高压线路 106.13km；500kV 线路 1262.587km、变电容量 3861.8 万 kV·A；220kV 线路 4025.507km（含电缆 550.303km）、变电容量 4566 万 kV·A；110kV 线路 1812.149km（含电缆 1011.858km）、变电容量 1032.85 万 kV·A；35kV 线路 10 547.54km（含电缆 6733.756km）、变电容量 2915.17 万 kV·A。营业用户数 914.12 万户、运行容量 11 265.21 万 kV·A；电压合格率达 99.913%，供电可靠性达 99.964%。2013 年上海电网主接线图见图 3。

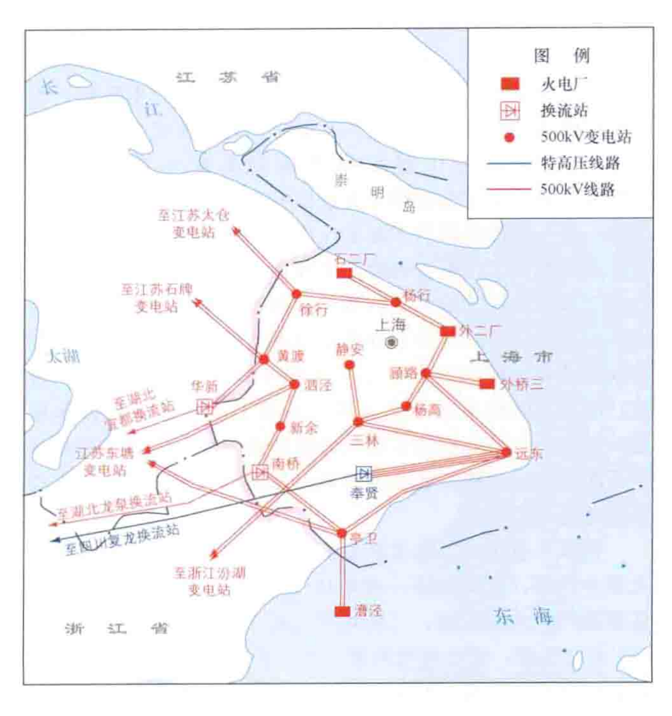


图 3 上海电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

用电状况 上海老市区（在 149km² 范围内）1998 年用电最高负荷达 395.4 万 kW。20 世纪 90 年代后期，通过城网改造，扩建、改建变电站，改装大容量主变压器，电缆线路升压等措施，市区供电能力有很大提高。2012 年，上海地区夏季用电最高负荷达 2591.5 万 kW、日最高用电量 5.09 亿 kW·h，年售电量 1096.39 亿 kW·h，全社会用电量达 1353.45 亿 kW·h。其中第一产业用电量达 6.85 亿 kW·h，第二产业用电量达 816.08 亿 kW·h，第三产业用电量达 343.14 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 187.38 亿 kW·h。

电力体制 1952 年，华东电业管理局成立，负责管理华东地区电力工业。1953 年 2 月，上海市公用局电力处与上海电力公司总办事处合并组成上海电业管理局，隶属华东电业管理局领导，集中管理上海地区的电力工业。1955 年，撤销华东电业管理局，上海电业管理局直接接受燃料工业部电业管理总局领导。1958 年 1 月，上海电业管理局更名为上海电业局。12 月，上海电业局下放，划归上海市管理，名称恢复为上海电业管理局。1962 年 4 月，撤销上海电业管理局，自此以后直至 1985 年，上海地区部署各电力企事业单位均直属华东电业管理局领导。20 世纪 80 年代初，上海开始尝试集资办电。1985 年 12 月，上海电力公司成立。是年，上海电业系统进行经济管理体制改革，实行厂长（经理）负责制。1986 年 12 月，上海电力公司更名为上海市电力工业局。1989 年 10 月，又一个独立核算的经济实体——上海市电力公司成立，与上海市电力工业局实行一套机构、两块牌子运作。上海电力系统厂网分开的第一步是 1998 年 6 月 4 日上海电力股份有限公司注册成立，随后，以资产为纽带对直属电厂进行改制，组建了石洞口发电有限公司、外高桥发电有限公司、吴泾发电有限公司、吴泾第二发电有限公司等独立发电企业，基本实现厂网分开。上海市形成以华能国际电力开发公司上海分公司、上海电力股份有限公司、申能股份有限公司三大发电公司为主的发电新格局。

2001 年 1 月 1 日，上海市电力工业局撤销。2003 年 1 月 1 日，上海市电力公司将其所属发电企业移交给中国电力投资集团公司。上海市电力公司是国家电网公司的全资子公司，供电营业区覆盖整个上海市行政区，负责统一调度上海电网，参与制定、实施上海电力、电网发展规划和农村电气化等工作，并对全市的安全用电、节约用电进行监督和指导。截至 2012 年底，上海市电力公司所属供电公司 11 家，建设类单位 2 家，电网运维检修类单位 1 家，营销类 1 家，发电类 2 家，教育培训类（含科研）3 家，电力信息通信类 1 家，物流服务类 1 家；代管县级供电企业 2 个。

shangwang dianjia

上网电价 (on-grid price) 独立核算的发电企业向电网经营企业提供上网电量时与电网经营企业之间的结算价格。有些国家称为发电厂售电价格或批发电价。在中国，电网经营企业又把上网电价称为电网购入电价。上网电价的计价点一般在发电企业与电网经营企业的产权分界处。

上网电价取决于电厂向电网提供效益的大小，分为容量电价和电量电价。容量电价以区域电力市场或电力调度交易中心范围内参与竞争的各类发电机组平均投资成本为基础制

定。电量电价通过市场竞争形成。

上网电价的形成方法主要有个别成本定价法、标准成本定价法和竞争形成法三种。

个别成本定价法　在核定发电企业全部成本费用和税金的基础上，加上一定的预期回报值后制定电价，其本质是"成本加"模式。较长时期以来，中国一直采用这种方法制定上网电价。

标准成本定价法　首先将发电企业按一定方法划分成若干类型；其次参照各类型的平均成本制定其标准成本；最后以制定的标准成本为基础，确定各类发电企业的上网电价。

竞争形成法　买卖双方在市场上通过公平交易形成价格，又称市场定价法。竞争形式分为同价竞争和报价竞争。同价竞争包括：①买方给出一个可以接受的价格，多个卖方在相同的价格条件下竞争；②卖方给出一个可以接受的价格，多个买方在相同的价格条件下竞争。在报价竞争下，发电企业利用价格优势进行竞争。报价竞争是由多个卖方报出分时段价格和提供的电量，买方按需求根据报价高低排序，得出该时段供需平衡时的最后报价（边际电价），此即该时段的成交价格。如果发电企业报价低于或等于该成交价格，则按该成交价格结算；如果发电企业报价大于该成交价格，则在该时段落选。通过发电企业之间的竞价，同网同质同价得以在动态中实现。

shebei fenbu shiyunxing

设备分部试运行　(trial operation of equipment or divisional system)　将已安装完毕的设备和系统分成若干部分单独进行运行试验的过程。设备分部试运行主要检查设备安装是否符合要求和做必要的调整，是工程整套起动调试和试运行前必须做的工作。设备分部试运行又因火电工程、风电工程、太阳能工程而有不同内容。

分类　包括：①单机试运，由安装单位负责，调试单位和生产单位的人员参加，以安装单位为主提出试运行方案和技术措施；②分系统试运，由调试单位负责，安装单位和生产单位配合。设备分部试运应明确指挥系统，经批准后实施。

条件　包括：①试运组织机构成立，试运规章制度已颁布；②设备及其相连的系统已安装完毕并经验收合格，与非试运行的设备和系统之间已做好可靠的隔离；③试运行方案（包括试运行设备的主要性能，试运行项目和要求，试运行时投入的系统，采用的试验仪器、仪表，试运行所需材料、燃料等的准备，试运行人员的组织分工，操作程序，试验项目，检查项目，技术标准，消防设施以及安全注意事项等）已经批准；④试运行的外部条件（包括电源、水源、供气、供汽、排水等）已齐备；⑤试运行现场安全文明生产措施已落实；⑥参加试运行的人员已配齐并能胜任工作。

在分部试运行中需要做好各项记录，作为质量检查验收和整套起动的依据。经分部试运行合格的设备和系统，应按规定请参加试运行单位的代表签证。在整体移交前需要先投用的部分（起动备用电源系统、水处理等相对独立的系统），应办理由生产单位代管的手续，以免损坏。

火电工程设备分部试运行　一般包括：①电气系统的通电试验、动作试验和性能试验，控制系统受电试验；②转动机械单机试运行；③主机局部系统试运行，包括火电工程的管道清洗、炉膛及烟风系统动力场试验、循环水系统通水试验、机组油系统循环等；④辅助系统试运行，包括火电工程的水处理系统、输煤系统、除灰系统、除尘系统、脱硝系统、脱硫系统、空气压缩机系统等的动态工况试运行；⑤大型沟道、水渠及其他过水建筑物的通水试验；⑥大型阀门（火电工程的锅炉安全门等）、闸板的启闭试验和整定试验；⑦大型起重设备的负荷试验等。各项目分部试运行均以满足相应的技术标准为合格。

风电工程设备分部试运行　根据GB/T 20319—2006《风力发电机组验收规范》进行：①机组设备通电前的检查；②根据设备制造商规定的初次接通电源程序要求接通电源；③进行控制功能和安全保护功能的检查和试验；④检查设定风电机组控制系统的参数。首次起动宜在较低风速下进行，一般不超过额定风速。风电机组经过通电调试后，进行试运行。

太阳能电站工程设备分部试运行　一般包括：①电气系统的通电试验、动作试验和性能试验；②组件、组串的带电试验；③主要设备逆变器的带电试验；④跟踪系统支架的通电、转动试验；⑤监控系统的通电试验。各项目分部试运行均以满足相应的技术标准为合格。

见工程施工、施工准备。

shebei gengxin gaizao

设备更新改造　(equipment replacement and technical innovation)　以新的、先进的设备或工艺对现有的落后设备或工艺进行替换或改造的工作。它是一种补偿机器设备有形磨损和无形磨损、促进技术进步、提高经济效益的有效手段。

电力设备更新改造分为设备更新和技术改造两个方面。①电力设备更新分为原形更新和技术更新。原形更新是用结构性能相同的新设备代替有形磨损严重不能继续使用的旧设备，又称设备更新。如锅炉省煤器和空气预热器钢管的更换等。技术更新是采用技术先进的新型设备更换技术陈旧、不宜继续使用的设备，更换后具有更为先进的性能，如采用新型节能的配电变压器更换耗能高的配电变压器等。②电力设备技术改造是采用先进技术和装置对原有设备进行改装，使一些设备提高了技术性能而得以继续使用，一些设备得到完善而工作更为可靠，又称现代化改装。设备技术改造包括设备局部技术更新和增加新的技术结构。设备局部技术更新是采用先进技术改变现有设备的局部结构，达到恢复和改善设备性能的目的，如开关触头及灭弧室的改造完善等。增加新的技术结构是在原有设备上增加新部件或新装置，例如：在发电机组上加装诊断监测装置，以增强对故障的预测及分析功能；在主变压器上加装有载调压装置，以改善供电电压质量等。

内容　包括：①在火电方面，一是用高参数大容量机组代替小机组，以及关停一批单机10万kW及以下容量的中低压凝汽式火电机组；二是对早期的12.5万、20万、30万kW火电机组，进行改进利用效率、提高机组调峰能力和自动化控制水平、减少对大气环境的污染、降低消耗等方面的局部改造。②在水电方面，一是采用现代的先进设计技术，

对现有的水轮机组进行提高能效的改造；二是提高机组自动化控制水平，推行梯级电站集中控制和水电站无人值班（少人值守）。③在电网改造方面，主要是完善电网网架结构，提高各级电网的调峰、调频、调压能力和运行稳定水平；对输变电设备和系统进行改造，改善供电质量，增大输送容量，降低线路损失，提高供电可靠性和电网运行的经济性；提高电网调度通信、继电保护及自动化设施的技术水平，实现发供电设施的同步发展，开拓电力市场。

管理　①根据国家产业结构调整的有关政策，制订和组织实施更新改造的计划。②通过调查研究，进行技术经济分析和技术方案的比较，做好项目可行性研究工作。③对技术改造项目从立项到竣工验收实施全过程管理。

原则　①适应生产技术发展的需要，针对设备对产品质量、数量、成本、生产安全、能源消耗和环境保护等方面的影响程度，在能够取得实际效益的前提下，有计划、有重点、有步骤地进行。②充分考虑技术上的可能性，即设备值得改造和利用，有改善功率、提高效率的可能性。改造要经过大量试验，并严格执行审批手续。③充分考虑经济上的合理性。改造方案要由专业技术人员进行技术经济分析，并进行可行性研究和论证。设备改造工作一般应与大修结合进行。④总结经验，借鉴国内外企业的先进技术成果。

shebei jianli

设备监理　(equipment manufature supervision)　具有相应资质的设备监理单位，受项目法人或建设单位（即委托方）的委托，按照设备监理合同的约定，依据国家有关法律、法规、规章、技术标准和设备供货合同的要求，对设备的设计、制造、检验、储运、安装、调试等过程的质量、进度和投资等实施监督的行为。对设备制造过程的监理工作又称设备监造。

设备监造的目的是监理单位代表委托人见证合同产品与合同的符合性，协助和促进制造厂保证设备制造质量，严格把好质量关，消灭常见性、多发性、重复性质量问题，把产品缺陷消除在制造厂内，防止不合格品出厂。设备监造工作建立在制造单位技术管理和质量管理体系良好运行的基础上。监造工作不代替制造单位自行检验的责任，也不代替用户对合同设备的最终检验，设备的质量由与委托人签订设备供货合同的设备制造单位全面负责。设备监造模式一般分为驻厂监造和巡回检查模式。设备监造方式分为文件见证(R)、现场见证（W）及停工待检（H）三种。电力工业实施设备监造的范围一般包括：火电工程的锅炉、汽轮机、汽轮发电机、凝汽器（或空冷岛换热管组）、低压加热器、高压加热器、除氧器及水箱、凝结水泵、给水泵、循环水泵、磨煤机、起动备用变压器、高压厂用变压器、主变压器、引风机、送风机、一次风机、给水泵汽轮机、气体绝缘全封闭组合电器（六氟化硫断路器等）等；水电工程的水轮机、水轮发电机、主变压器、厂用变压器、大型闸门及启闭设备、厂房桥机、气体绝缘全封闭组合电器、断路器等；风电工程的主机、叶片、塔架、主变压器、风机变压器等；输变电工程的交流设备（220kV及以上电压等级）、直流设备（直流工程）、装置性材料等；太阳能光伏发电工程的光伏组件、光伏逆变器、光伏支架等。

shebei kekaoxing guanli

设备可靠性管理　(management for equipment reliability)　利用概率论、数理统计等可靠性工程理论对设备可靠程度进行科学、量化评价的活动。可靠性管理是设备综合管理的重要组成部分，管理内容涉及设备从规划、设计、制造到使用维护与修理改造等寿命周期（见设备全寿命周期管理）内的各个阶段。

设备规划阶段　内容包括：①调查和搜集同类设备发生故障的案例与数据等信息。②明确用户对设备功能的要求。③分析设备的使用环境和条件。④构思设备的基本结构。⑤提出设备可靠性的量化目标。

设备设计阶段　内容包括：①全面计算设备的成本与效益，制订可靠性的目标值，基于此确定设计方案。②合理分配组成设备的各部件、零件的可靠度，部位越重要的可靠度应越高，在使用条件苛刻的地方加大安全系数，降低使用应力。③对关键部位采用冗余设计，即额外增加一套平性功能的备用设备。④充分考虑人、机因素，设备的操作动作符合通常习惯，指示装置容易看清、听见，可设置联锁机构防止人为误操作。⑤故障部位应易于观察、接近，方便拆卸，零部件的标准化、通用化程度高。⑥邀请设计、制造、使用、维修等各方面的专家与用户代表对设计方案的功能、可靠性、维修性、经济性、安全性、环保性等相关要素进行全面评审，在制造前完善设备性能。

设备制造阶段　内容包括：①进行可靠性试验，事先剔除不良元器件。装配前对构成设备的零件、原件或材料进行筛选，剔除不良元器件；装配后再次进行测试，剔除不良品。②严格执行变更管理，以保持设备在制造过程中质量稳定。若出现需要变更设计、材料、工艺方法及试验等情况，必须事先充分论证，经过审查批准，确认变更不致引起其他问题，才能付诸实施。③做好使用后数据的搜集、分析和信息反馈工作。

设备使用维护阶段　内容包括：①严格按照设备的使用手册进行操作，避免人为降低设备可靠性程度。②进行设备可靠性预测，合理规划设备的护理工作。③根据设备组成要素的功能、设备的工作环境与条件及抽样试验的数据，测算各零部件及整个设备系统在给定时间内的可靠度，合理开展设备的维护工作。

设备修理改造阶段　内容包括：①开展故障统计分析。客观真实地统计故障数据，查找故障原因，掌握故障机理，揭示故障规律，从而缩短故障诊断时间，减少或避免故障损失。②深入分析现有设备的可靠性，为设备的技术改造和选型、购置积累资料，及时向设备研制单位反馈信息，帮助其提高设备质量。③根据对设备的故障统计分析和可靠性计算，合理选择维修方式，确定修理周期，实施科学而经济的维修管理等。

shebei liyong xishu

设备利用系数　(equipment utilization rate)　反映生产设备在数量、时间、生产能力等方面利用情况的指标。中国电力工业的主要设备利用指标包括发电设备需用率、发电设备平均利用率、发电设备综合可能出力和发电设备实际可调出力以及发电设备等效可用率等。

发电设备需用率　表示发电设备容量利用程度的指标，计算公式为

发电设备需用率＝（发电最高负荷/发电设备容量）×100%

发电设备平均利用率　反映发电设备利用程度的指标。它是指在统计期间内发电设备平均利用小时与统计期间日历小时的比率，计算公式为

发电设备平均利用率＝(发电设备平均利用小时/日历小时)×100%

式中发电设备平均利用小时等于统计期间全部发电量除以统计期间内发电设备容量。统计期间一般按年度计算，不足一年的，将发电设备容量按一年折算。日历小时一年为8760h。

发电设备综合可能出力和发电设备实际可调出力　反映发电设备生产能力的指标。发电设备综合可能出力是指发电厂的发电设备（含发电机组、动力设备、升压变压器及主要辅助设备，包括运行设备、备用设备和正在检修中的设备，但不包括停役设备）可能达到的最大生产能力。发电设备实际可调出力是指设备综合可能出力扣除检修中的设备、水电站可供发电的水量与实际水位对水电站出力的影响额和火电厂燃料供应不足等对出力的影响额后的实际可能出力，又称发电设备实际可能出力。

发电设备等效可用率　反映发电设备在能力及时间上综合利用程度的指标。计算公式为

$$发电设备等效可用率=\frac{发电设备可调小时-机组等效降低出力小时}{统计期间日历小时}\times 100\%$$

$$机组等效降低出力小时=\sum_{i=1}^{n'}\Delta P_i t_i \Big/ \sum_{j=1}^{n} N_j$$

式中发电设备可调小时为发电设备可按调度命令参加运转的小时，即统计期间发电设备的运行小时加备用小时；机组等效降低出力小时为机组由于各种原因降低的出力及其时间的乘积按发电容量折算后的小时；n'为降低出力次数；ΔP_i为第i次降低出力值，MW；t_i为第i次降低出力的时间，h；n为发电设备台数，台；N_j为第j台发电设备容量，MW。

shebei quanshouming guanli

设备全寿命管理　(life cycle management of power equipment)　对设备从工程规划、设计、选型、系统布局、设备制造、购置、安装、起动验收、使用维修、更新改造直至退役报废等的全过程实行的计划、组织、协调、控制工作。设备全寿命管理的目的是达到设备寿命周期费用最经济，设备综合经济效益最高，并使设备的运行情况及时反馈到计划、安装、制造部门，不断改进设计和产品质量，以提高设备本身的性能和可靠性。设备全寿命管理一般从技术、经济、管理三个侧面展开。

(1) 技术侧面。对设备硬件进行技术处理，是从物的角度控制管理活动。其主要组成因素有：①设备的设计和制造技术；②设备诊断技术和状态检修技术；③设备维修保养、大修、改造技术。

(2) 经济侧面。对设备运行的经济价值的考核，是从费用角度控制管理活动。其主要组成因素有：①设备规划、投资和购置的决策；②设备能源成本分析；③设备大修、改造、更新的经济性评价；④设备折旧。

(3) 管理侧面。从管理措施方面控制，即从人的角度控制管理活动。其主要组成因素有：①设备规划购置管理；②设备使用维修管理；③设备信息管理。

全寿命周期一般分为规划设计、基本建设、运行维护和技改报废四个阶段。设备全寿命管理要贯穿寿命周期的各个阶段，做到全寿命、全过程。设备全寿命周期各阶段如表所示。

设备全寿命周期各阶段

阶段	规划设计阶段	基本建设阶段	运行维护阶段	技改报废阶段
任务	项目立项	招标采购	运行检测	技术改造
	资产规划	工程建设	维护检修	资产退役处置
	初设设计	设备转资	状态评估	
负责部门	发展策划处	基建部门	生产管理部门	生产管理部门
	生产管理部门	监理部门	运行部门	检修部门
		生产管理部门	检修部门	财务部门

规划设计阶段　结合全寿命管理理念编制项目初步设计文件及概算，应用全寿命周期分析进行方案比选，从建设开始就把好设备选型、设备布置、安装调试、起动验收关，确保设备质量，使新设备投产后能够稳定运行。发供电单位与基本建设单位共同配合做好这项工作。

基本建设阶段　重点工作是电力设备的采购与安装。工程管理部门应做好重点工程的质量、安全、进度监督和工程建设技术管理，审核工程项目施工、监理招标文件。运行设备要贯彻预防为主、维护保养与计划检修并重的方针。精心维护保养、自觉爱护设备，延长其使用寿命，使其长期保持可靠、经济、稳定、满发状态，充分发挥其效能。加强设备缺陷管理和分析工作，重点抓好主设备和薄弱环节的管理，加强监视，定期检验，发现异常，做好记录。凡属威胁设备及人身安全的重大异常，应迅速查明原因，正确判断，及时处理。认真建立和完善设备台账和技术档案，健全制度，设置专人管理，保持台账的完整性、连续性，并建立设备信息的传递和储存系统。

运行维护阶段　重点工作是科学检修和运行，保持设备处于良好的性能状态。在运行维护阶段，生产部门应加强设备管理及相关基础数据的收集工作，根据设备状态的需要制订设备检修计划，降低运行维护费用，延长设备使用寿命。增强设备运行维护人员的技能，提高现场作业效率。实行现场作业管理标准化，将检修计划工作任务集中安排，优化企业资源调配。研究各种设备的特点，发现设备的内在寿命规律，寻找有效的状态监测手段，实行状态检修。定期按照规定开展设备评级，尤其是设备大、小修后，必须对设备进行评级，以确定设备健康水平，确保设备安全运行。

技改报废阶段　重点工作是根据资产状态评估结果对设备做出甄别。对设备进行技术评估与经济评估，根据评估结果选择改造、转为备品、评估转让或报废处理等处置方案。

shebei zhenduan jishu

设备诊断技术　(equipment diagnosis technology)　在设备基本不解体的情况下，通过对设备及其工作过程的信息检测、辨识和分析，判断设备及其工作过程的状态并进

行定量评价的技术。设备诊断的目的是提高设备的可靠性，延长使用寿命，降低设备的运行维修费用。其主要工作是研究制定采集和筛选诊断信息的原则和方法，寻找划分技术状态的依据和识别故障模式的途径，发现并确定故障的部位和性质，寻找故障起因，预报故障趋势和后果，提出解决对策。

设备诊断技术是随着对设备高可靠性的要求和对设备现代化维护管理的需要而发展起来的。现代化生产对设备的依赖程度越来越高，使设备维修管理的重要性日益突出。运用设备诊断技术实施状态维修，其经济效益可从减少事故和降低维修费用两方面直接体现出来。中国20世纪70年代后期开始推广设备诊断技术。1984年成立了电力设备诊断技术协会，开展设备诊断技术基本知识的宣传普及和技术经验交流。随着科学技术的发展和设备检修模式逐渐向状态检修转变，中国电力工业的设备诊断技术也在不断深化和发展。

分类 设备诊断按照诊断手段和精密程度，可分为简易诊断和精密诊断两类。

简易诊断 使用的诊断手段比较简单，容易操作，包括便携式测振仪、红外测温仪及便携式轴承监测仪等。这些仪器使用方便、易于掌握，凭借一般监测者的经验和技术水平即能做出比较准确的判断，因此能快速得出诊断结果。

精密诊断 随着现代科学技术特别是计算机技术和新型传感器的应用而发展起来。计算机技术和新型传感器能监测更多种类的状态量，能监测到设备状态量更细微的变化，能对大量相关状态量进行采集、积累、统计和分析，使很多现代化监测和诊断手段的实现成为可能。随着通信技术和网络技术的发展，远距离集中诊断方式已日趋完善。这种诊断方式可以使专业分析人员和精密诊断仪器对多个设备提供精密诊断服务，降低了用户的设备诊断费用，提高了精密诊断专业人员的诊断水平和效率，使精密诊断得到广泛应用。

实施过程 分设备状态监测（信号采集）、设备状态分析和故障识别（数据分析）、设备状态判断和故障诊断（判断和决策）三个基本环节。

设备状态监测 采集设备在运行过程中产生的、能表征设备运行状况的信息，包括设备在运行中呈现的温度升高、噪声增大、振动加剧、润滑油污染及绝缘劣化等现象和信号，以获得设备状态变化的征兆。状态监测要经过信号采集和信号处理两个步骤。信号采集是利用人的感觉器官、仪器仪表和传感器等各种手段采集设备状态的信号。常用的状态监测参数有振动、声音、温度、压力、润滑或冷却液成分，以及设备本身的各项运行参数。

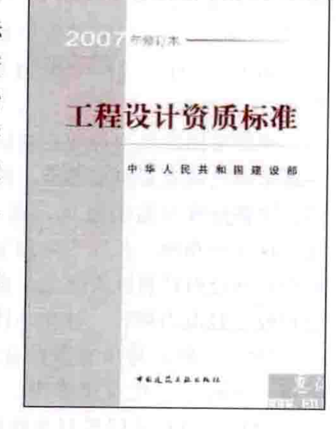
设备状态分析和故障识别 根据采集的设备状态信息进行设备状态分析和故障识别。常用的状态分析技术有频域分析、时域分析、统计分析、信息理论分析及模式识别分析等。常用的故障识别方法有决定论的识别方法和概率论的识别方法两种。决定论的识别方法是从被诊断设备的机构原理出发，从理论研究和试验中探求故障和征兆信号之间的关系。概率论的识别方法是积累被诊断设备或同型设备发生过的异常或故障与征兆信息模式之间的关系档案，一旦出现故障征兆，即可通过检索档案分析和识别故障原因。为提高状态分析和故障识别的准确性，需要建立齐全的诊断技术档案或数据库，以便建立判别函数和判别准则。随着计算机技术和人工智能研究的发展，已开发出一些人工神经网络系统和设备诊断专家系统。这些系统的开发、应用和逐步完善，可以推动设备诊断技术向智能化方向发展。

设备状态判断和故障诊断 在设备状态分析的基础上，进一步对设备运行状态的发展趋势进行预测，根据分析和识别出的故障征兆进一步判明故障的类型、程度、部位和产生的原因，预测设备在不采取措施的情况下继续运行可能产生的后果、可以继续运行的时间，为安排生产和制订维修计划提前做好准备。在状态判断和故障诊断的决策结论中，还应提出对故障的治理对策，包括继续运行时的故障监护方案和停机检修时的故障治理措施。设备诊断和治理是一个不断循环的过程。对于复杂的设备故障，往往需要经多次诊断和治理的循环才能逐步加深认识。

sheji zizhi fenlei yu dengji

设计资质分类与等级 (grade and sort of design qualification) 国家对从事工程设计活动单位的经营范围所划定的类别和确定的级别。在中国，国务院建设行政主管部门组织制定的《工程设计资质标准》规定：工程设计资质分为工程设计综合资质、工程设计行业资质、工程设计专业资质和工程设计专项资质。

工程设计综合资质是指涵盖21个行业的设计资质；工程设计行业资质是指涵盖某个行业资质标准中的全部设计类型的设计资质；工程设计专业资质是指某个行业资质标准中的某一个专业的设计资质；工程设计专项资质是指为适应和满足行业发展的需求，对已形成产业的专项技术独立进行设计以及设计、施工一体化而设立的资质。



工程设计综合资质只设甲级；工程设计行业资质和工程设计专业资质设甲、乙两个级别；根据行业需要，电力（限送变电）行业设立工程设计丙级资质；工程设计专项资质设甲、乙两个级别，可根据行业发展的需要设置级别。

取得工程设计综合资质的企业，其承接工程设计业务范围不受限制。取得工程设计行业资质的企业，可以承接相应行业相应等级的工程设计业务。取得工程设计专业资质的企业可以承接本专业相应等级的专业工程设计业务及同级别的相应专项工程设计业务。取得工程设计专项资质的企业，可以承接本专项相应等级的专项工程设计业务。

见勘察设计资质。

Shenhua Jituan Youxian Zeren Gongsi

神华集团有限责任公司 (Shenhua Group Corporation Limited) 简称神华集团。成立于1995年10月，是以煤炭为基础，电力、铁路、港口、航运、煤制油与煤化工为一体，产运销一条龙经营的特大型能源企业；主要经营国务院授权范围内的国有资产，开发煤炭等资源性产品，进行电力、热力、港口、铁路、航运、煤制油、煤化工等行业

领域的投资、管理；规划、组织、协调、管理所属企业在上述行业领域内的生产经营活动。2005年，由神华集团独家发起成立的中国神华能源股份有限公司分别在香港、上海上市。在2012年度《财富》全球500强企业中排名第234位。

截至2012年底，神华集团共有全资和控股子公司21家，生产煤矿62个，自营铁路1466.53km，以及1亿t吞吐能力的黄骅港、4500万t吞吐能力的天津煤码头和现有船舶11艘的航运公司。



神华集团的发电业务始于20世纪80年代。1982年，中国在陕北神木地区发现世界级特大型煤田。1985年12月，国务院煤代油专用资金办公室批准华能精煤公司建设两台1.2万kW装机的神木火电厂，神华集团电力业务从此起步。1996年11月，在神华神木火电厂及其扩建工程筹建处和神华矿区供电通信处的基础上，成立了神华神东电力有限责任公司，主要负责神东矿区自备电源电网的建设与经营。1999年，神华集团以资产收购和股权转让等方式，先后收购了河北三河发电厂、北京热电厂、辽宁绥中发电厂部分股份和天津盘山发电厂，由同年成立的神华北京国华电力有限责任公司负责运营。此后，又陆续开工建设了内蒙古准格尔发电厂二期等15个电力建设项目。2006～2010年，神华集团先后开工建设了河北三河发电厂二期等28个电力建设项目，新增装机容量2283.4万kW。

神华集团的电力产业是煤炭产业链的延伸，是神华集团一体化模式的重要组成部分。其火电机组主要布局在煤炭坑口、铁路沿线及沿海地区，基本上分布在华北、东北、西北、珠江三角洲、长江三角洲等电网输送要道，以及经济负荷中心和沿海经济强省区域。在长江沿岸及储煤基地，神华也积极发展电力项目，强化一体化产业链。

2009年底，神华集团在总部设立了电力管理部，对电力板块实施专业化直接管理。按照三级管控原则，各电力子（分）公司对集团授权委托的电力业务进行安全生产经营管理。主营电力业务单位有国华电力分公司、神东电力公司、国华能源投资公司、神皖能源公司、福建能源公司、神华巴蜀电力公司；同时，神华准格尔能源公司、神华宁煤集团、神华煤制油化工公司、神华乌海能源公司、神华宝日席勒能源公司兼营电力业务或拥有各自的坑口和自备电厂；各基层发电厂和风电场是电力成本控制和安全责任中心。

截至2012年底，神华集团发电装机容量达到6431万kW。其中火电装机6009万kW，已投产火力发电厂67个，平均单机容量38.6万kW；风电并网容量达到405万kW，风电场33个；水电装机12.52万kW，水电站5个；太阳能发电4万kW。2012年，神华集团50万kW以上大容量、高参数机组容量比重达到61.2%，百万千瓦机组台数在中国各发电集团中位居前列。资源综合利用公用发电机组比重达到12.2%，热电联产公用发电机组比重达到24.3%，2012年累计发电3109.19亿kW·h，同比增幅达47%，占全国发电量的6.29%。

神华集团多项工程先后获得国家级荣誉，台山发电公司一期工程和沧东发电公司（见图）一期工程获得“中国建筑工程鲁班奖”，宁海发电公司一期工程获得“2007年度国家优质工程金质奖”。（见优质工程评选）



神华沧东发电公司（神华集团 提供）

Shengchan Anquan Shigu Baogao he Diaocha Chuli Tiaoli

《生产安全事故报告和调查处理条例》 (*Regulations on Report, Investigation and Handling of Production Safety Accident*) 规范生产安全事故的报告和调查处理及责任追究的法规。2007年3月28日，中国国务院第172次常务会议通过，2007年4月9日以国务院令第493号公布，2007年6月1日起施行。国务院1989年3月29日公布的《特别重大事故调查程序暂行规定》和1991年2月22日公布的《企业职工伤亡事故报告和处理规定》同时废止。立法目的是规范生产安全事故的报告和调查处理，落实生产安全事故责任（见安全生产责任制）追究制度，防止和减少生产安全事故。



适用范围　适用于生产经营活动中发生的造成人身伤亡或者直接经济损失的生产安全事故的报告和调查处理。环境污染事故、核设施事故、国防科研生产事故的报告和调查处理不适用该条例。特别重大事故以下等级事故的报告和调查处理，有关法律、行政法规或者国务院另有规定的，依照其规定。

主要内容　共6章46条，包括总则、事故报告、事故调查、事故处理、法律责任、附则等。

配套规章　《生产安全事故报告和调查处理条例罚款处罚暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令第13号）。

shengchan guanli xinxi xitong

生产管理信息系统 (production management information system) 将信息技术应用于企业的生产组织、生产计划和生产控制等各个环节的计算机应用系统。生产管理信息系统实现对企业生产的全方位、系统化的管理，提高

企业生产效益、节约企业成本、提高企业生产管理科学决策水平。

任务和目标　生产管理信息系统的任务是按照企业组织目标的要求，借助计算机与通信技术，通过生产组织工作来设置技术上可行、经济上合算以及物质技术条件和环境条件允许的生产系统；通过生产计划工作制定生产系统优化运行的方案；通过生产控制工作及时有效地调节企业生产过程内外的各种关系，使生产系统的运行符合既定生产计划的要求，进而实现预期生产的品种、质量、产量、出产期限和生产成本的目标。生产管理信息系统的目标是依靠信息技术提高企业生产管理的效率，有效管理生产过程中的信息，从而提高企业的整体竞争力。

功能模块　包括生产计划管理模块、物料采购管理模块、产品制造管理模块、产品质量管理模块、生产效率管理模块、设备管理模块、库存管理模块、员工心理管理模块及精益生产管理模块等。应用生产管理信息系统，管理者能够随时了解生产情况、库存存货情况，跟踪整个生产过程，科学管理生产物料，有效控制生产成本，及时了解产品产量及库存的业务细节，发现存在的问题，避免库存积压，做到快速的市场反应。

在电网企业，生产管理信息系统由变电管理、输电管理、配电管理、调度管理等系统组成。变电管理系统一般包括变电站的设备档案管理、日常记录管理、报表管理、两票管理（见操作票制度、工作票制度）、检修管理和培训管理等功能模块；输电管理系统以线路为中心对输电线路上的设备进行管理，一般包括输电线路设备管理、设备运行管理、检修管理、统计查询、图形管理等功能模块；配电管理系统包括设备管理、运行管理、统计查询、检修管理、工程管理、配电图形管理、两票管理、系统维护等功能模块；调度管理系统包括调度管理、运行方式管理、调度计划管理、继电保护管理、自动化管理等功能模块。

发展过程　20世纪70年代，在生产管理中逐步应用计算机信息系统，在制造业中物料需求计划（MRP）被用于生产计划与控制，实现一个结构复杂的产品的全部零件统一管理起来的目标，使计划人员能够迅速调整生产作业计划和库存采购计划以适应最终产品市场需求的变化。在MRP的基础上，进一步发展为MRPⅡ，MRPⅡ从生产运营管理扩展到市场营销管理和财务管理，进而把运营、营销、财务三大职能集中管理。20世纪80年代，以工厂自动化为目标出现了多种生产方式，包括计算机集成制造系统（computer integrated manufacturing system，CIMS）、柔性制造系统（flexible manufacture system，FMS）等，这些系统的出现促进了生产运营管理的发展。20世纪90年代美国人哈默等提出了业务流程重组（business process reengineering，BPR），强调从管理的全过程出发，继而出现了企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）管理系统，其主要目的是对企业所拥有的人、财、物、信息、时间和空间等资源进行综合平衡和优化管理，协调企业各管理部门，围绕市场导向开展业务活动，提高企业的核心竞争力，从而取得更好的经济效益。

见业务应用管理信息系统、发电厂信息化、信息系统运行。

shengchan zhunbei

生产准备　（preparation for production）　为使工程项目能顺利地从基础建设向生产过渡而进行的各项工作。生产准备期从项目公司成立开始，到工程项目完成并进入试生产为止。生产准备的内容包括：①组织生产管理机构；②制定生产运行管理制度；③培训生产岗位人员；④参加安装调试；⑤准备辅助生产设施；⑥交接设备和技术档案；⑦建立管理信息系统。

组织生产管理机构　项目公司建立生产管理机构并配置人员，确保有效地实施对生产的计划、组织、协调和控制。根据工程整体进度，建立运行、设备管理和检修维护组织模式，按照先管理后生产、先运行后检修维护、先高岗后中低岗的原则配备各级生产人员。

制定生产运行管理制度　按照国家、行业、上级单位颁发的有关标准、规范和制度制定生产运行工作标准和岗位规范、技术规程，同时制定包括管理制度、生产报表在内的管理准则。

培训生产岗位人员　制订培训大纲和岗位培训计划，明确培训对象、内容、方法和目标，有针对性地选取或编制培训教材。生产人员必须经过安全教育、岗位技术培训，取得相关合格证后方可上岗工作。特种作业人员必须经过国家规定的专业培训，持证上岗。生产岗位人员可以结合实际情况，通过理论培训、同类型工程调研、设备厂家培训、仿真机上机等方式进行岗位培训。

参加安装调试　配合设备验收、招标，参与设备的安装（见安装工程）、分部试运行（见设备分部试运行）和整套起动试运行（见整套起动调试和试运行）工作，参加验收签证及结果评定。试运行中，负责设备代管和起停操作、运行调整、事故处理，对运行中发现的各种问题提出处理意见或建议。

准备辅助生产设施　建立或完善专业试验室，按先进实用的原则配置安全工器具、检修工具、仪器仪表、消防器材，制订备品计划并储备必要的备品。组织开展正常的技术监督工作，满足技术监督的标准和要求。

交接设备和技术档案　负责建设的单位在工程建设的各个阶段，及时收集设计文件、施工图纸、设备制造厂家的图纸资料、工程管理文件，编制设备清册。在设备安装调试完成后，由建设单位把设备交接给项目业主，并同时移交相应的技术资料，办理交接手续，并对技术档案及时进行整理、归档、编目。

建立管理信息系统　按照满足机组生产运行管理需要开发建设生产管理信息系统，对日常生产经营管理活动中产生的各类信息进行汇集，通过预设或定制的方法进行数据分析，为生产经营活动决策提供支持。系统开发中应考虑接收基建期信息管理系统产生的设备、物资、档案等各类数据，实现基建生产的平滑过渡。

shengwuzhineng ziyuan

生物质能资源　（biomass energy resources）　通过光合作用将太阳能转化为化学能并储存在内部的有机体来源。生物质是指利用大气、水、土壤等通过光合作用而产生的各种有机体，即一切有生命的可以生长的有机物质。生物

质可以用来发电，制取沼气、生物液体燃料以及化学制品。生物质能是一种以生物质为载体的能量，是可再生的、清洁的。生物质能资源是可替代化石能源转化成液态和气态燃料以及其他化工原料或者产品的碳资源。生物质能资源主要包括薪柴，农作物秸秆，人畜粪便，酿酒废糟、糖蜜废水、屠宰废水、豆制品废水等工业有机废水，以及有机垃圾等。生物质能资源可开发量可采用如下公式进行计算

薪柴可开发资源量＝Σ森林面积×单位面积产量×可取薪柴面积系数

农作物秸秆可开发资源量＝Σ农作物产量×草谷比×搜集系数×可利用作燃料系数

人畜粪便可开发资源量＝Σ人畜数量×排泄量×搜集系数×可利用作燃料系数

工业有机废水可开发资源量＝Σ工业品产量×废水产品比×搜集系数

有机垃圾可开发资源量＝Σ城镇人口量×人均垃圾量×有机无机比

世界生物质能资源　据世界能源理事会调查，全球范围内2008年提供的生物质能资源总量为50EJ（$1EJ=10^{18}J$），相当于17亿t标准煤，约为全年世界一次能源消费总量的10%。生物质能资源富有国家主要是中国、印度、巴西、泰国、墨西哥、巴基斯坦等发展中国家，合计超过世界总量的70%。

生物质能资源开发利用潜力较大。薪柴在人类利用的生物质能资源中一直居重要地位，在总量中占绝大部分。在发展中国家的城市和农村，薪柴仍然是主要能源。农作物秸秆在许多发展中国家多被用作重要的生活燃料。薪柴和秸秆作为能源利用的主要方式是直接燃烧，热效率很低。为减少能源浪费和改善环境，人们普遍注意推广新型炉灶，特别注意开辟新的燃料来源。在条件适宜的地方，把秸秆作为发酵原料，生产沼气和有机肥料，不仅可以使秸秆的热能利用率比老式柴灶提高一倍以上，还可使其有机质和营养元素还田，促进农田生态平衡。人畜粪便过去多作为肥料资源利用。沼气开发以来，许多国家已把人畜粪便用作沼气的主要发酵原料。工业有机废水和有机垃圾是环境的主要污染源，对生态平衡破坏极大。对这些废物的科学处理和合理利用，已受到各国的高度重视。从有机废水和有机垃圾中取得能源，主要是通过厌氧微生物消化产生沼气。就世界而言，工业有机废水的厌氧发酵技术，垃圾直接焚烧技术，垃圾成型燃料和热解制气、制油燃料技术，垃圾沼气发酵的应用技术，在法国、德国等国家已比较成熟，应用较多。

根据国际能源署（IEA）统计，2008年世界发电和供热用生物质能资源（统计项目名称为“可再生燃料和废弃物”）投入量为12 359万t标准煤，占发电用能源投入总量（657 684万t标准煤）的1.9%。发电用生物质能资源投入量较多或所占比例较高的国家有美国（2774万t标准煤，2.0%），德国（1620万t标准煤，7.9%），日本（634万t标准煤，2.0%），俄罗斯（545万t标准煤，1.1%），巴西（523万t标准煤，7.1%），英国（446万t标准煤，3.9%），意大利（379万t标准煤，4.4%），法国（343万t标准煤，1.8%）；8国合计7264万t标准煤，占世界发电用生物质能资源投入量的58.8%。中国发电用生物质能投入量为184万t标准煤，居世界第11位。

中国生物质能资源　主要有农作物秸秆、树木枝丫、畜禽粪便、工业有机废水、城市生活污水和垃圾，以及能源作物（植物）等。农作物秸秆年产生量6亿t以上，约3亿t可作为燃料使用；树木枝丫和林业废弃物年可获得量9亿t，约3亿t可作为能源利用；畜禽养殖和工业有机废水理论上可年产沼气约800亿m^3，相当于约6000万t标准煤；城市生活垃圾年产生量约1.2亿t。能源作物（植物）如甜高粱、小桐子、黄连木、油桐等可种植面积有2000多万公顷，可满足年产量约5000万t生物液体燃料的原料需求。生物质资源合计可转换为能源的潜力约5亿t标准煤，将随着造林面积扩大和经济社会发展而增加。

中国生物质能资源开发利用正在由传统方式向现代方式转变，大量的生物质能资源直接利用将被生物质能资源转换为沼气、电力和液体燃料所取代。中国沼气利用技术基本成熟，尤其是户用沼气，已有几十年发展历史。到2009年底，中国户用沼气池3500万口，年产沼气约124亿m^3；建成大型畜禽养殖场沼气工程和工业有机废水沼气工程3717处，年产沼气约4.5亿m^3。2012年8月，江苏苏港清能生物能源有限公司投资建设的生物能源项目运营，见图。该项目将13 000头生态奶牛每天排放的超过800t牛粪生产沼气，每天发电25 110kW·h。在生物质发电方面，中国基本掌握了农林生物质发电、城市垃圾发电、生物质致密成型燃料等技术。到2009年底，中国生物质发电累计装机容量约450万kW，主要是蔗渣热电联产（170万kW），秸秆（130万kW）、垃圾（80万kW）发电，农林废弃物气化和沼气发电等。在生物液体燃料方面，2001～2005年中国批准建设了4个以陈化粮为原料的生物燃料乙醇生产试点项目，开展了车用乙醇汽油的试点工作，并取得了良好的示范效果。2007年起又开展了非粮生物燃料乙醇的试点工作。到2009年底，以粮食为原料的燃料乙醇年生产能力约165万t，分布在吉林、河南、安徽和黑龙江等省；以甜高粱为原料生产乙醇的技术已初步具备商业化发展条件，试产规模达到年产5000t。到2012年底，中国生物质发电累计核准容量达8781MW，其中并网容量5879MW，在建容量2902MW。



江苏苏港清能生物能源工程（戴止鑫　摄）

shigong ding'e

施工定额　(construction quota)　在合理的施工方案、劳动组织和工序下完成单位工作量所需的人工、材料、机械台班的数量。施工定额由劳动定额、材料消耗定额及机械台班消耗定额组成，根据一定的原则编制

而成。

劳动定额是在先进合理的施工劳动生产组织下，完成合格单位产品所需消耗的人工数量，通常以劳动时间（工日或工时）来表示。材料消耗定额是指在合理使用材料的条件下，生产质量合格的单位产品所必需消耗的材料数量。机械台班消耗定额是指在正常的施工条件下，完成合格单位产品所需消耗的机械台班的数量。

施工定额编制的原则包括：①平均先进原则；②简明适用性原则；③以专家为主编制定额的原则；④坚持实事求是，动态管理的原则；⑤注意量价分离，独立自产等原则。

见施工企业成本。

shigong jixie guanli

施工机械管理　(management of construction machine)

对施工机械从计划、制造、选购、安装（调试）、租赁（调度）、使用、维修（保养）、改造、更新直至报废的全过程所进行的管理活动。施工机械管理主要包括前期管理、资产管理、使用管理、安全管理、经济管理、维修管理、统计管理和库房管理。

前期管理　包括技术装备规划的制定，机械购置计划的编制，机械的选型、改造以及自制方案的技术论证、经济论证和安全论证，新购机械的调研、招标、谈判、合同签订以及到货后的安装调试、验收；收集机械有关信息，参与机械质量评价、产品鉴定和对厂家信息反馈等工作。

资产管理　主要包括机械分类编号、验资建账，建立机械技术档案，机械技术资料和原始资料的收集整理，机械内部调度、封存、更新、报废、处置等程序管理。

使用管理　主要包括机械的操作管理、正确使用监督管理，机械操作规程、使用管理制度的编制、审核和监督实施，建立各类机械人员的岗位责任制和技术培训考核制度，特种设备以及操作人员的资质证书、资格证书和操作证的取证等工作。

安全管理　主要包括机械日常检查、定期检查、换季检查、转场检查、巡回检查的标准、制度的制定和实施，以及特种机械设备的定期检验，对大型起重机械的安装、拆卸、维修作业指导书（包括安全措施）的编制、审查和实施，掌握安装、拆卸、操作、维修和检验队伍的质量信息，以及机械事故的处理等工作。

经济管理　主要包括编制各种机械台班费用定额、维修定额（见施工定额），按国家规定收取机械折旧费、大修理费，积极推行大型机械的租赁、使用、维修等经济核算，制定科学的单机核算、费用承包工作办法、规定等工作。

维修管理　主要包括制定各种机械维修保养制度、规定，编制和审定机械大修理计划并组织实施，配备企业内部维修力量，组织维修材料、配件的供应，合理委外修理，组织对修理机械质量的验收等工作。

统计管理　主要包括收集汇总机械使用台班、停用台班，机械的分布、租赁费用、修理费用等，编制汇总各种机械技术经济指标报表，统计各种机械配件的消耗数量，并提供机械技术经济指标完成情况的分析，以及机械折旧的统计等工作。

库房管理　包括新购机械、报废机械、待修机械及机械备品配件、消耗材料和各种油料的库房管理，编制库房保管、出入库制度，维护保养制度，防火防盗制度，建账立卡，对库存、领用的机械、配件、材料以及流动资产的统计和预测等工作。随着国际国内物流效率的提高，为降低成本，各施工企业提倡零库存。

shigong ji yanshou jishu guifan

施工及验收技术规范　(technical specification for installation and acceptance of construction)　中国工程建设主管部门或中国电力主管部门对电力建设的施工条件、施工程序、施工方法、技术要求、质量标准及工程验收等方面所制定的统一规定。其目的是统一全国电力建设施工及验收标准，保证和提高工程质量。电力工程施工及验收技术规范由各专业工程建设标准化技术委员会组织编写，中国电力企业联合会审定后报批，国家标准由中国工程建设主管部门批准发布，行业标准由中国电力主管部门批准发布。其内容一般包括：①适用范围；②施工条件；③对施工技术文件的要求；④施工现场应具备的条件；⑤施工人员的配备；⑥对设备开箱检验与保管的规定；⑦对材料、半成品及加工配制件的要求；⑧对各重要施工工序基本操作的要求和典型程序；⑨工程质量检查办法与验收标准；⑩建筑工程交付安装的条件；⑪冬季、雨季施工措施；⑫施工测量及沉降观测规定；⑬设备分部试运行和整套起动（见整套起动调试和试运行）方案；⑭交接试验标准；⑮工程应移交的技术文件；⑯施工过程中应遵循的规程规定等。

shigong jishu dang'an guanli

施工技术档案管理　(management of construction technical files)　对工程施工过程中形成的文字材料、图纸、图表、计算材料、声像材料等进行的收集、编目、整理、保管、利用等工作。建立技术档案可为工程保存完整的资料，提供可追溯的依据，为施工积累经验和提供参考。各施工企业一般均设有档案管理部门，以加强档案的管理和利用工作。施工技术档案管理贯穿于整个施工过程。凡列入技术档案应归档保存的文件资料，均必须经过审定，确保归档文件的齐全、完整、准确、规范。施工技术档案由施工单位收集、编制和整理后，移交建设单位档案管理机构，建设单位应按合同及规定的要求，向生产使用单位及其他有关单位办理档案移交。在城市规划区内的建设项目，应向当地城市建设档案馆移交施工技术档案，具体移交时间与内容按国家规定执行。施工技术档案的保管期限按国家规定执行。

电力建设施工技术档案的主要内容包括：①开工报告、工程技术要求、技术交底、图纸会审纪要；②施工组织设计、方案及其报批文件、施工计划、施工技术及安全措施文件、施工工艺文件；③原材料及构件出厂证明、质量鉴定、复验单；④建筑材料试验报告；⑤设计变更通知、工程更改洽商单、材料（零部件、设备）代用核定审批手续、技术核定单、业务联系单、备忘录等；⑥施工定位（水准点、导线点、基准线、控制点等）测量、复核记录、地质勘探；⑦土（岩）试验报告、基础处理、基础工程施工图、桩基工程记

录、地基验槽记录；⑧施工日记、大事记；⑨隐蔽工程检查验收记录；⑩各类工程记录及测试、沉降、位移、变形监测记录；⑪焊接试验记录、报告，施工检验、探伤记录；⑫强度、密闭性试验报告；⑬设备、网络调试记录；⑭系统调试、试验记录；⑮管线清洗、试压、通水、通气、消毒等记录；⑯管线标高、位置、坡度等测量记录；⑰系统测试、整定记录；⑱绝缘、接地电阻等性能测试、校核记录；⑲操作、联动试验；⑳电气装置交接记录；㉑材料、设备明细表及检验记录；㉒施工安装记录、工程质量评定、事故处理报告；㉓技术总结，施工预、决算；㉔中间交工验收记录证明；㉕竣工验收资料；㉖声像材料。

shigong jishu guanli

施工技术管理 (technical management of construction)

在施工过程中，为使全部技术活动顺序进行而开展的一系列活动。施工技术管理是施工管理的重要组成部分。其基本任务是贯彻国家技术政策，执行标准、规范和规章制度，明确划分施工技术责任，保证工程质量，开发施工新技术，提高施工技术水平。其主要内容包括：①制定和贯彻技术责任制，规定各级技术人员的职能责任和权限；②执行技术标准、规程、规范，并根据需要制定企业内部的操作规程和施工工艺卡片等技术规定，组织编制施工组织设计、技术方案、技术措施，保证质量措施和安全措施；③组织技术交底，负责施工中的技术监督和施工技术培训；④推行建筑安装工程的标准化、通用化和系列化，统一供应配件，组织专业化生产，提高工厂化施工和机械化施工程度；⑤技术文件、资料的管理，包括设计图纸、施工技术记录、文件、资料、档案、竣工图等的收发、编号、翻译、分类、保管、移交和归档等；⑥施工现场的设计管理工作，包括组织会检图纸、管理设计变更等；⑦对在施工中发现的重大设备缺陷提出处理建议；⑧对发生的工程质量、设备和人身事故进行分析，提出改进措施；⑨开展施工方面的科学技术研究、施工方案优化和科技情报交流；⑩建立健全技术管理制度，不断总结经验，提高管理水平；⑪维护现场管理信息系统等。

shigong jishu jiaodi zhidu

施工技术交底制度 (system of construction technical preexplanation)　对技术人员在工程施工之前向管理人员和施工人员讲解工程任务和技术要求所做的规定。技术交底的依据一般是设计文件、合同文件、设备说明书、施工组织设计、电力建设施工及验收技术规范、工艺卡片，以及已批准的施工方案措施等。通过技术交底，使施工人员明确自己的任务。按规定，未经技术交底不能施工。

技术交底的内容包括工程规模、任务范围、工程特点、图纸解释、施工方法、质量标准、计划安排、安全、环境保护、节约措施以及其他特殊要求等。技术交底分公司、项目部、班组三级进行，以班组的技术交底为重点。班组技术交底的内容一般包括：①施工项目的内容、工程量和工期要求及实现措施；②图纸解释、施工步骤方法和技术的操作要领，保证质量、安全、职业健康、环境保护和文明施工的措施等；③质量标准和验评依据；④技术记录内容和要求；⑤降低成本的目标和措施；⑥技术和物质供应情况；⑦设计单位包括设计意图、特点及设计变更等要求；⑧其他施工注意事项等。在班组进行技术交底时，要求参加的人员在听懂技术交底后签字。发生质量、设备或人身安全事故时，事故原因如属于交底错误，由交底人员负责；如属于未执行交底要求，则由施工人员负责。

shigong jishu peixun zhidu

施工技术培训制度 (system of construction technical training)　对施工企业职工技术培训工作所做的规定。中国电力建设的施工技术培训工作一般从职工实际工作出发，以在职岗位学习为主、内部培训和外委培训相结合，根据工作需要，抽出少数人员脱产学习或送至大专院校定向培养。

施工企业须指定一名领导成员负责培训业务的领导，并由职能部门处理日常工作。其任务包括：①制订培训计划；②组织职工（包括企业领导人）学习规程、制度，举办各类脱产或业余的训练班和技术讲座；③组织工人岗位练兵并定期考核；④安排人员到外单位或大专院校学习；⑤评价培训效果；⑥组织编写培训教材等。

施工技术培训一般包括：①新员工入职培训；②在职员工继续教育；③特殊工种的专业培训；④职工的岗位练兵、短期学习及定期轮训；⑤班组长和工地专业人员的培训；⑥企业经理、总工程师、总经济师、总会计师等领导人员的进修培训。

shigong keyan

施工科研 (scientific research of construction)　对工程施工科学技术课题的研究和开发。施工科研工作需要立足施工项目，制订相关的科研规划和工作计划，有目的地实施。科研成果需经过客观现实的评价，符合技术经济的要求。

电力建设施工科研的目的　革新施工方法，改进施工工艺，优化施工管理，降低工程成本，提高施工效率及安全管理水平，采用新技术、新材料、新工艺，提高施工管理水平和技术水平。

电力建设施工科研主要课题　包括：①工程管理及施工组织方面先进的管理方法（网络技术、信息化技术等）；②先进施工技术的研究和推广；③施工工法的研究与应用；④施工机具、工具和操作技术的革新；⑤施工组织设计的编写及施工方案的优化；⑥成本、进度、资源等相关要素的动态控制研究；⑦绿色施工及环保技术的研究与应用；⑧施工安全、质量等标准化工作的应用及研究；⑨检验、检测技术的应用及研究；⑩工程资料及相关数据的收集、整理、总结、运用；⑪质量及工艺改进的攻关；⑫施工技术质量的课题研究；⑬新设备、新材料、新工艺的运用及技术研究；⑭施工中涉及国家战略规划相关内容的技术研究等。

shigong lineng gongying

施工力能供应 (energy and gases supply for construction)　对施工所需的水、电、热、氧气、乙炔气、氩气、压缩空气等的供应。各类力能供应设施的容量应能满

足施工高峰时的最大需用量。力能设施的布置除要满足技术条件外，还要符合安全要求。施工力能供应要统筹安排，尽量避免由不同施工单位分别交叉、重复设置。尽可能提前建成永久工程的同类系统，以便加以利用，减少施工临时设施。

施工用水供应　包括直接生产用水、施工机械用水、消防用水以及生活用水的供应，应分别计算后综合确定总供水量。施工用水水源必须可靠，水质应符合卫生标准并满足工程技术要求。供水系统需确保用水点有足够的水量和压头。供水管线一般环形布置，以保证供水的可靠性。

施工用电供应　包括施工用的动力、照明、焊接、热处理、设备分部试运行以及生活用电等的供应。供电设备总容量应满足用电高峰的需要。一般以高压电源引入现场变电站，按负荷分布情况分区供电。分区供电半径一般宜在500m以内，以避免配电系统过大的电压降。

施工用热供应　一般采用起动锅炉供给。如果是扩建工程，可采用运行中的机组供给。采暖供热设施必须在进入冬季施工前完成。

施工用氧气、乙炔气、氩气、压缩空气供应　氧气、乙炔气和氩气多用于焊接工艺，尤其以氧气的用量最大。按氧气的用量，可自建制氧站或购买瓶装氧气。乙炔气可采用集中的乙炔发生站或移动式乙炔发生器或购买乙炔气瓶供给。氩气可在制氧设备中增设制氩气装置取得，或购买瓶装氩气。随着机组容量和工程规模的扩大，对各类用气多采用敷设专用管道供给。压缩空气多用于各种风动工具、喷砂除锈、风压与漏风试验等，一般利用永久工程中的压缩空气装置，或按需用量设置移动式、固定式压缩空气机供给，用钢管或耐压管接至作业场所。

shigong linshi sheshi

施工临时设施　(temporary facilities of construction)

为适应工程施工需要而在现场修建的临时建（构）筑物。施工临时设施大部分要在工程施工完毕后拆除，在满足施工需要的前提下应尽量压缩规模，通常采用尽量利用提前建成的永久工程和施工基地现有设施、实行工厂化施工、采用装配式结构等办法来减少施工临时设施及其成本。临时设施一般包括：①生产性施工临时建筑及附属企业建筑。依工程的性质和规模而定，生产性施工临时建筑一般分为建筑工程临时建筑、安装工程临时建筑和综合性设施三部分。建筑工程临时建筑一般包括：混凝土搅拌及其砂石料系统；预制构件场；钢筋、木工、模板、水暖、油漆、金工等各类加工间。安装工程临时建筑包括：机组检修间，设备组合场，管道、阀门、辅机、弯管、炉墙、保温、电气检修、热控、热工试验、焊接、热处理等加工间。综合性设施包括：设备、材料、工器具、劳保用品、油料、危险品仓库；金工、铆焊、锻工、铸工修配加工车间；运输机械、施工专用机械场地及其保养车间；水泵房、蓄水塔、变电站、锅炉房；现场试验室、办公室等。②生活性施工临时建筑包括单身及家属宿舍、食堂、医务所、文化生活设施。如果工程所在地靠近城市，生活性施工临时建筑宜尽量利用城市已有设施。③施工专用的铁路、公路、大型施工机械的轨道及其路基。④水源、电源及临时通信线路。⑤施工所需氧气、乙炔气及压缩空气站等。

shigong qiye chengben

施工企业成本　(cost of construction enterprise)

施工企业消耗在劳动对象上各项生产费用的总和。施工企业成本由直接费和间接费组成，可按经济内容和成本性质进行分类。施工企业成本控制贯穿于生产经营活动的全过程，利用预算法和定额法，通过分解人工、材料、机械、管理费用目标成本，将其落实到分部、分项工程，并对实际成本形成的全过程进行严格监管，及时发现并解决生产经营过程中的损失、浪费现象，以实现预期成本目标。

直接费　由直接工程费和措施费组成。直接工程费包括人工费、材料费、施工机械使用费；措施费包括冬雨季施工增加费、夜间施工增加费、施工工具用具使用费、特殊工程技术培训费、大型施工机械安拆与轨道铺拆费、特殊地区施工增加费、临时设施费、施工机械转移费、安全文明施工措施补助费。

间接费　由规费和企业管理费组成。规费包括社会保障费、住房公积金、危险企业意外伤害保险费。

按经济内容分类　可分为：①工程成本，施工企业为完成一定数量的建筑安装工程消耗在劳动对象上的生产费用总和；②工业产品成本，施工企业除进行工程施工外，其附属企业（构件厂、铁塔加工厂等）从事构件生产加工和设备制作的费用总和；③其他作业成本，从事设备代办运输、施工机械租赁等业务，提供一定数量的劳务所耗费的生产费用总和。

按成本性质分类　可分为：①施工图预算成本，按照行业规定的工程预算定额、材料预算价格、费用标准，分部、分项进行计算后，汇总编制成的建筑安装产品价格；②计划成本，施工企业在加强经济管理的基础上确定的施工预算；③实际成本，施工企业在工程施工或产品生产过程中实际发生并按一定的成本核算项目归集的生产费用支出的总和。施工图预算成本与计划成本的差额为施工企业的计划成本降低额；施工图预算成本反映企业的收入，实际成本反映企业的支出，两者的差额为施工企业的实际成本降低额。

预算法　对生产费用事先编制预算，以预算作为目标成本，使实际成本开支控制在预算之内。（见施工预算）

定额法　以单位用量定额和相关取费标准等为依据编制的施工预算，作为控制成本支出的准绳，即运用定额开支的方法，控制成本开支，以实现预期成本目标。（见施工定额）

shigong qiye zizhi dengji

施工企业资质等级　(qualification grade of construction enterprise)

中国建设主管部门根据各施工企业不同的经历、素质和施工能力，按统一的标准对各施工企业核定的级别。施工企业资质等级是工程建设单位合理选定施工单位的依据。核定工作按照标准规定的内容和程序进行。企业凭主管部门核定的“资质等级证书”，向所在地工商行政管理机关办理登记手续，换取营业执照，按核定等级规定的

经营范围承揽工程。施工企业的资质等级证书和营业执照在全国有效，可作为招标单位和公证单位审查投标企业资格的凭证。电力工程、水利水电工程施工总承包及专业承包资质等级分别见表1和表2。

表1　电力工程施工总承包及专业承包资质等级

资质名称	等级	承包范围
电力工程施工总承包企业资质	特级企业	可承担各种类型的火电厂（含燃煤、燃气、燃油）、风力发电场、太阳能电站、核电厂及辅助生产设施、各种电压等级的输电线路和变电站整体工程施工总承包
	一级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的各种类型火电厂（含燃煤、燃气、燃油）、风力发电场、太阳能电站、核电厂及辅助生产设施、各种电压等级的输电线路和变电站整体工程施工总承包
	二级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的单机容量20万kW及以下的机组整体工程、220kV及以下输电线路及相同电压等级的变电站整体工程施工总承包
	三级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的单机容量10万kW及以下的机组整体工程、110kV及以下输电线路及相同电压等级的变电站整体工程施工总承包
火电设备安装工程专业承包企业资质	一级企业	可承担各类火电厂（含燃煤、燃气、燃油）、风力发电场、太阳能电站、核电厂常规岛与辅助生产设施整体设备安装工程施工和机组整体调试
	二级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的单机容量20万kW及以下火电厂（含燃煤、燃气、燃油）、风力发电场、太阳能电站等整体设备安装工程施工和机组整体调试
	三级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的单机容量12.5万kW及以下机组火电厂整体安装工程施工和机组整体调试
输变电工程专业承包企业资质	一级企业	可承担各种电压等级的输电线路（含电缆工程）和变电站工程的施工
	二级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的220kV及以下输电线路电缆工程和同电压等级变电站工程的施工
	三级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的110kV及以下输电线路电缆工程和同电压等级变电站工程的施工
核工程专业承包企业资质	一级企业	可承担各类核反应堆、核电厂、放射性化工、核燃料元件、核同位素分离、铀冶金等核工程及核工业国防工程的施工
	二级企业	可承担工程造价1.2亿元及以下的核反应堆、放射性化工、核燃料元件、核同位素分离、铀冶金等核工程及核工业国防工程的施工

表2　水利水电工程施工总承包资质及专业承包资质等级

资质名称	等级	承包范围
水利水电工程施工总承包企业资质	特级企业	可承担各种类型水利水电工程的施工总承包
	一级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的各种类型水利水电工程的施工总承包。工程内容包括：不同类型的大坝、电站厂房、引水和泄水建筑物、通航建筑物、基础工程、导截流工程、砂石料生产、水轮发电机组、输变电工程的建筑安装；金属结构制作安装；压力钢管、闸门制作安装
	二级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的下列工程的施工总承包：库容1亿m^3、装机容量10万kW及以下水利水电工程及辅助生产设施的建筑、安装和基础工程施工。工程内容包括：不同类型的大坝、电站厂房、引水和泄水建筑物、通航建筑物、基础工程、导截流工程、砂石料生产、水轮发电机组、输变电工程的建筑安装；金属结构制作安装；压力钢管、闸门制作安装；压力钢管、闸门制作安装；堤防加高加固、泵站、涵洞、隧道、施工公路、桥梁、河道疏浚、灌溉、排水工程施工
	三级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的下列工程的施工总承包：库容1000万m^3、装机容量1万kW及以下水利水电工程及辅助生产设施的建筑、安装和基础工程施工。工程内容包括：不同类型的大坝、电站厂房、引水和泄水建筑物、通航建筑物、基础工程、导截流工程、砂石料生产、水轮发电机组、输变电工程的建筑安装；金属结构制作安装；压力钢管、闸门制作安装；堤防加高加固、泵站、涵洞、隧道、施工公路、桥梁、河道疏浚、灌溉、排水工程施工
水利水电机电设备安装工程专业承包企业资质	一级企业	可承担各类钢管、闸门、拦污栅等水工金属结构工程的制作、安装及启闭机的安装
	二级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的大型及以下钢管、闸门、拦污栅等水工金属结构工程的制作、安装及启闭机的安装
	三级企业	可承担单项合同额不超过企业注册资本金5倍的中型及以下压力钢管、闸门、拦污栅等水工金属结构工程的制作、安装及启闭机的安装

shigongtu sheji

施工图设计　(construction drawing design)　在中国，设计单位根据已经批准的初步设计，为工程项目施工编制材料加工、非标准设备制造、建筑物施工和设备安装所需图纸和施工说明文件的工作。

施工图设计的主要内容包括：①根据初步设计审批意见，解决有关设计方案的遗留问题，逐条落实初步设计的审批意见；②按项目法人工程进度计划编制工程施工图设计的

进度计划；③提出设备材料清册和规格要求，配合业主进行主设备招标，签订技术协议，向设备制造厂索要资料；④计算各种工程量，完成地基处理、系统图、安装图、管道和电缆布置；⑤提供加工、制造、土建、安装工作所需的详细图纸及施工说明文件；⑥调整总平面并做厂区管线；⑦在施工过程中，设计单位应派出工地代表及时与项目法人、设计监理、施工监理、施工和调试等单位配合，解释设计意图，修改与完善已交付的施工图纸，解决施工过程中的问题。

见电力基本建设、建设项目招投标。

shigongtu yusuan

施工图预算 (budget based on working drawings) 在施工图设计和工程施工阶段，计算和确定的单位工程或单项工程建设费用的造价文件。施工图预算是根据施工图设计文件，利用现行预算定额、费用标准、建筑材料预算价格、建设地区的自然和技术经济条件等资料编制而成的。施工图设计文件用于指导建设工程施工，依据实际设计工程量编制，比工程概算更为详尽和准确。采用施工图招标时，施工图预算是确定工程造价、进行招投标（确定标底和投标报价）、签订工程承包合同、拨付工程款及办理工程结算的重要依据。

施工图预算由单位工程预算、单项工程预算和建设项目总预算三级逐级编制综合汇总而成。各单位工程施工图预算汇总后成为单项工程施工图预算，再汇总所有单项工程施工图预算后形成建设项目施工图总预算。单位工程预算包括建筑工程预算和设备安装工程预算。

见工程造价管理、建设项目招投标。

shigong yusuan

施工预算 (construction budget) 在工程开工前，施工企业编制工程施工的各项消耗相关文件的过程。施工预算是施工企业内部考核建设项目直接成本的计划，又称工程施工成本计划或计划成本。内容包括人工消耗、材料消耗、施工机械台班费用、管理费用等。在各项费用中，人工消耗、材料消耗和机械消耗是主要的，故施工预算又称为工料机预算。施工预算是以控制和降低施工费用为目标，以按时、按质、按量完成工程任务为前提条件编制的；是施工企业编制施工计划、材料需用计划、劳动力使用计划、机械需用计划，实行定额管理和计划管理的依据；是施工企业签发施工任务书、控制材料领用、实行班组经济核算和奖惩的依据；是施工企业控制成本、开展经济活动分析、督促执行技术节约措施的基础。

中国电力工程编制施工预算的依据包括：①施工合同；②设计部门提供的施工图纸、清册和清单；③施工单位自己编制的施工组织设计；④电力行业发布的和自行补充编制的施工定额；⑤供内部考核用的人工、材料、机械台班等单价。

中国电力工程施工预算尚无固定、统一的编制格式，由各单位以简明、实用为原则自行编制。一般是根据施工需要，分批在相应项目开工前编制。施工预算不同于施工图预算，后者是按照电力行业发布的各种标准定额价格计算，一般由设计单位编制。施工图预算与施工预算的差额，体现为施工成本计划降低额。

shigong zhunbei

施工准备 (preparation of construction) 施工单位为创造工程开工条件所进行的各项工作。施工准备是保证工程按计划顺利进行的重要基础。主要工作包括：①根据工程规模和进度要求，组建项目工地的施工组织机构，明确机构中各部门的职能和人员的职责及分工；②制定质量保证程序和质检大纲、施工管理制度、经营管理制度，调配劳动力，进行岗位培训和特殊工种培训，必要时派出人员到同类型工程学习先进的施工技术、施工经验和先进的施工机具；③向项目法人、监理单位、设计单位和设备制造单位调查了解工程总体部署、年度计划和投资安排，了解地方关系及周边环境，熟悉设计文件，了解工程的设计特点和设备技术特性；④与当地政府部门取得联系，了解当地政策，建立良好的工作关系；⑤对施工现场测绘的基点、基线、坐标高程的基准桩进行必要的复核测量，正确确定工程部分的位置、标高、尺寸和基准线，保护好使用的基准点；⑥编制施工组织总设计、施工组织专业设计、施工计划、施工图需求计划、甲供物资交付计划、大型机具配置计划和施工预算（见施工组织设计）；⑦落实临时工程和正式工程所需乙供物资的订货、采购，非标准设备、预制构件、金属结构的委托加工，以及生活必需用品供应渠道等；⑧按照项目法人的要求完成施工现场“五通一平”（即水通、电通、气通、道路通、通信通和场地平整），场地平整还应满足防洪要求；⑨根据施工组织总设计布置施工场地，建设临时性的生产、安全、生活等设施；⑩装设大型施工机械及加工配制设备，以满足施工需要。

见工程施工。

shigong zonghe jindu youhua

施工综合进度优化 (optimization of overall construction schedule) 对施工中的相关因素进行多方案比较和优选，找出最佳的进度方案并予以实施的过程。最佳的进度方案应是工期、资源利用、工程造价（见工程造价管理）等方面综合考虑最优的方案。优化的方法包括工期优化法、资源优化法、成本优化法等。要对目标逐级细化分解，从最基本工序作业的优化逐级向上汇总，以达到总体目标优化的目的。

工期优化法 在合理利用人力、物力、财力、资源的前提下，尽量缩短关键路径所需的时间。可以采取提高机械化程度等施工方法，以及采用近饱和密度的施工组织措施等。近饱和密度的施工是按流水施工的原理确定工艺参数、空间参数和时间参数，使多工种、多工序相互穿插，紧密衔接，充分利用施工场地，尽量减少施工中的停歇时间，以加快施工进度。（见工程进度管理）

资源优化法 在力求减少资源投入的条件下满足工期要求。有两种优化方法：①资源已定，力求工期最短；②工期已定，力求资源投入最小。

成本优化法 寻找工程总成本（或工程总造价）最低的最短工期。具体方法是将工程的直接费（随工期压缩所需增加的机械购置和使用费用、材料费用、临建费等）与工期延长所需增大的间接费进行比较，并计算工程提前投产后的发

电效益等诸多因素。优化的结果使工程成本最低，工期最短。（见施工企业成本）

shigong zongpingmian buzhi

施工总平面布置 (general layout of construction site)

对工程施工所需的施工用地、施工临时设施、施工区域划分、场地竖向布置、施工运输道路和施工力能供应管线等以总平面布置图的形式做出的统筹安排。编制时，要以工程设计中的总布置图为依据，结合施工单位的资源条件，满足计划规定的施工总进度要求（见工程进度管理）。施工布置要力求紧凑合理，符合流程，安全、环保，节省用地，永久设施与临时设施相结合，并有利于文明施工。

施工用地　包括施工生活用地和施工生产用地。施工生活用地是指用于建设施工人员住宿、活动场所所用的土地。施工生产用地是指用于存放施工物资、设备以及组织物资加工组装、布置施工设备等所需要的场所用地。施工用地应本着节约用地原则安排和布置，少占农田，力求不占良田，尽量利用永久建（构）筑物和原有设施，采取提高场地使用频率、前期建筑场地与后期安装场地综合利用等措施，尽量提高施工用地利用系数。

施工临时设施　为适应工程施工需要而在现场修建的临时建（构）筑物。

施工区域划分　一般划分为：①土建作业区，包括钢筋、模板制作以及混凝土和砂石料系统；②安装作业区及设备组合场地；③修配加工区；④机械动力区；⑤仓库区；⑥行政办公区；⑦生活服务区等。各区之间依工艺流程相衔接，形成各自独立的施工生产能力，又保持有机的联系。

场地竖向布置　主要是规划场地的平整、排水及防洪。厂区内的竖向布置主要以设计文件为依据；厂区外的竖向布置尽可能利用自然地形，力求减少土石方挖填量。

施工运输道路　包括厂区外和厂区内施工道路。厂区外施工道路是指连接厂区和周围主要公共交通道路的运输道路，一般尽量利用永久工程中设计的铁路和公路，将其先期建成，供施工使用。在此基础上，再增设施工专用线。厂区内施工道路宜根据“永临结合”的原则布置，在主厂区、施工区设置环形道路，消防车应能直达主要施工场所及易燃物堆放场。永临结合的道路路基除应满足永久道路的设计要求外，还应满足施工的特殊要求。

施工力能供应管线　施工所需的水、电、热、氧气等的供应管线。（见施工力能供应）

总平面布置的内容　一般包括：①场地坐标、方格网、风玫瑰、场地等高线；②待建和原有永久性建（构）筑物以及地下管线位置；③永久厂区边界和永久征购地边界；④施工需建的各类临时建筑、作业场、堆放场、主要大型吊装机械、道路、铁路、主要力能管线的位置、标高；⑤厂区测量控制网基点的位置、坐标；⑥施工期间厂区及施工区竖向布置，排水管渠的位置、标高；⑦施工临时围墙位置及征租地边界等。

shigong zuzhi sheji

施工组织设计 (construction organization design)

在工程设计阶段和工程施工阶段分别由设计、施工单位负责编制，用于组织工程施工的指导性文件。在工程设计阶段和工程施工阶段均需编制施工组织设计。

设计阶段施工组织设计　设计单位为所设计的工程制定施工方案和相应的技术、组织、安全、供应等措施计划，并为编制工程投资计划、工程设计概算、工程预算及招标文件提供主要依据。在不同的设计阶段，编制不同深度的施工组织设计。如在火电厂工程设计中，在初步设计阶段编制施工组织设计纲要，在施工图设计阶段编制施工组织总设计和施工组织专业设计。虽然各设计阶段编制的施工组织设计深度不同，但主要内容基本相同，包括施工条件、施工方法、施工总布置、施工总进度及各单位工程的进度。在施工组织设计中，要保证各施工阶段的衔接和各专业以及各工序之间的协调；根据施工进度，合理安排劳力，减少施工高峰，尽量达到均衡施工；施工总布置紧凑合理，施工方便，节约用地；安排好交通运输，特别是大型设备的运输方案，签订必要的协议，做好大型设备起吊等的技术组织措施及施工计划。（见工程造价管理、工程进度控制）

工程施工阶段施工组织设计　施工单位对施工的人力、物力、时间、场地、技术、组织等进行全面规划，以保证工程按计划顺利进行，提高工程质量和降低工程造价。中国电力工程的施工组织设计可分为施工组织设计纲要、施工组织总设计和施工组织专业设计三个部分。

施工组织设计纲要　初步设计文件之一，由设计单位主持编制，吸收建设单位和施工单位参加，着重确定有关施工的原则性方案。内容包括：①编制依据；②工程概况；③主要工程量估算；④施工组织机构和人力资源计划；⑤主要工程项目的施工生产线方案；⑥施工总平面布置；⑦施工用地；⑧工程轮廓进度；⑨施工准备工作安排；⑩施工力能供应的需求和规划安排；⑪建筑结构及其施工设备选型；⑫施工质量规划、目标和主要保证措施；⑬施工安全、环境保护的规划、目标和保证措施等。水电工程施工组织设计纲要还包括：①主体工程的施工方法；②确定施工导流、截流及度汛方案；③合理设置施工企业和实现施工机械化等。

施工组织总设计　由施工单位根据已批准的初步设计、招标文件，结合现场施工条件，在工程开工前编制。内容包括：①编制依据。②工程概况。③编制施工总进度，计划安排必须力求符合实际情况。④施工准备工作，准备工作做得是否充分对主体工程的施工有重大影响。特别是水电站主体工程，往往需要利用枯水季节施工，开工日期有限制，及早有计划地做好准备工作就更为重要。因此，在施工组织总设计中最好单列施工准备一章。⑤编制劳动力使用计划，对需要的特种工要加以说明。⑥施工力能设施及其布置。⑦施工运输工作的组织。⑧施工大型临时设施。⑨施工总平面的布置及其管理。⑩施工组织机构的设置。⑪主要施工方案和重大施工技术措施。⑫主要物资需用计划和图纸需求计划。⑬保证质量和安全的措施。⑭环境保护目标和措施。⑮技术培训计划。⑯工程要求达到的各项技术经济指标等。

施工组织专业设计　将施工组织总设计中有关各专业部分予以具体化和深度化，由施工单位工地的施工处或专业公司依据设计院图纸和制造厂家的技术资料进行编制，作为指导施工的主要文件。其内容包括：①编制依据；②工程概述及特点；③施工方案；④季节性施工技术措施；⑤起动调试

要求；⑥施工综合进度；⑦平面布置；⑧保证质量和安全的措施；⑨物资供应计划；⑩要求达到的技术经济指标等。

见施工技术交底制度、施工技术档案管理。

shiyou ziyuan

石油资源 (petroleum resources) 液体可燃矿物质石油的天然来源。石油是从地下开采出来的，以碳氢化合物为主要成分的有色可燃性油质液体矿物。石油是古代海洋或湖泊中的生物经过漫长的演化形成的，与煤炭一样属于化石能源。石油的成分随地区而异，一般含碳84%、氢11%～14%；另外含少量硫、氧、氮、磷、钒等元素；灰分含量低，约0.05%。石油主要被用来制取汽油、柴油等成品油和燃料油，也是许多化学工业产品的原料。

世界石油资源 据世界能源理事会数据，至2008年底，世界石油探明可采储量为1630.38亿t（含天然气凝析油）。其中，中东拥有世界总量的60.2%，为980.93亿t；非洲（不含中东）10.9%，177.19亿t；南美10.3%，167.62亿t；欧洲7.7%，125.19亿t；亚洲（不含中东）5.8%，93.82亿t；北美5.1%，82.79亿t；大洋洲仅0.2%，2.84亿t。表1列出了至2008年底世界及部分国家的石油探明可采储量、产量和储采比。中国石油探明可采储量为24.66亿t，占1.5%，居世界第15位。

表1 至2008年底世界及部分国家的石油探明可采储量、产量及储采比

主要国家	石油探明可采储量		2008年石油产量（万t）	储采比（年）
	亿t	所占比例（%）		
世界合计	1630.38	100.0	394810	41
沙特阿拉伯	345.18	21.2	51530	67
伊朗	173.29	10.6	22010	84
伊拉克	154.78	9.5	11930	>100
委内瑞拉	139.97	8.6	13160	>100
科威特	136.79	8.4	13730	100
阿联酋	125.55	7.7	13950	90
俄罗斯	106.47	6.5	48850	22
利比亚	57.12	3.5	8650	66
尼日利亚	49.53	3.0	10530	47
美国	34.29	2.1	30500	12
加拿大	31.26	1.9	15500	19
卡塔尔	30.94	1.9	6080	50
哈萨克斯坦	29.07	1.8	7200	40
阿尔及利亚	27.31	1.7	8590	32
中国	24.66	1.5	18980	13
墨西哥	16.11	1.0	15740	10
安哥拉	12.82	0.8	9350	14
巴西	10.88	0.7	9400	12
阿塞拜疆	9.50	0.6	4550	21
挪威	9.20	0.6	11460	8

注：储采比——年底石油剩余可采储量与当年石油产量之比。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

2008年世界石油总产量为394810万t，储采比41（年）。其中，中东石油产量最多，为126480万t，占32.0%，储采比高达78（年）；其余依次为欧洲71730万t，18.2%，17（年）；北美62800万t，15.9%，13（年）；非洲（不含中东）49450万t，12.5%，36（年）；亚洲（不含中东）48960万t，12.4%，19（年）；南美32550万t，8.2%，50（年）；大洋洲2840万t，0.7%，11（年）。石油产量居前10位的国家依次为：沙特阿拉伯51530万t，俄罗斯48850万t，美国30500万t，伊朗22010万t，中国18980万t，墨西哥15740万t，加拿大15500万t，阿联酋13950万t，科威特13730万t，委内瑞拉13160万t。

中国石油资源 根据中国国土资源部公布的《2008年全国油气资源评价》，中国石油远景资源量1086亿t，地质储量765亿t，可采储量212亿t。地质储量是指在钻探发现石油后，根据已发现油藏的地震、钻井、测井和测试等资料估算求得的已发现油藏中原始储藏的石油总量，分为探明地质储量、控制地质储量和预测地质储量。可采储量是指可从探明地质储量中开采到地面的储量，也就是探明地质储量乘采收率。探明地质储量减去已经开采出的部分是剩余可采储量，它会随着技术的进步和勘探的深入不断地增加。中国石油资源以陆相油藏为主，全国分为6个含油气区：东部，主要包括东北和华北地区；中部，主要包括陕西、甘肃、宁夏、四川地区；西部，主要包括新疆、青海、甘肃西部地区；南部，包括江苏、浙江、安徽、福建、广东、湖南、江西、云南、贵州、广西10省区；西藏地区，包括昆仑山脉以南，横断山脉以西的地区；海上含油气区，包括东南沿海大陆架及南海海域。

据国家统计局公布的数据，截至2010年底，中国石油基础储量（指剩余可采储量）31.74亿t。其中，陆上27.34亿t，占86.1%；海域4.40亿t，占13.9%。陆上按六大地区分，西北占全国30.9%，东北占29.0%，华北占12.2%，华东占11.7%，中南占2.0%，西南占0.2%。中国石油资源探明率28%，勘探程度处于中等勘探阶段，总体上还有较大勘探潜力。表2列出了2010年中国拥有资源省区的石油基础储量、生产量及储采比。

表2 2010年中国拥有资源省区石油基础储量、生产量及储采比

省（区、市）	至2010年底石油剩余可采储量（万t）	2010年原油产量（万t）	石油储采比（年）
全国	317435	20301	15.6
天津	3416	3333	1.0
河北	27781	599	46.4
内蒙古	7644		
辽宁	18799	950	19.8
吉林	18862	702	26.9
黑龙江	54516	4005	13.6
上海		8	
江苏	2689	186	14.5
安徽	187		
山东	34311	2786	12.3
河南	5051	498	10.1
湖北	1308	87	15.1

续表

省（区、市）	至 2010 年底石油剩余可采储量（万 t）	2010 年原油产量（万 t）	石油储采比（年）
广　东	8	1287	
广　西	146	3	54.2
海　南		20	
重　庆	160		
四　川	515	15	34.1
云　南	12		
陕　西	24 948	3017	8.3
甘　肃	16 085	58	276.4
青　海	5635	186	30.3
宁　夏	203	3	65.4
新　疆	51 163	2558	20.0
海　域	44 012		

资料来源：中国国家统计局《中国统计年鉴 2011》和《中国能源统计年鉴 2011》。

中国石油产量由 1952 年 44 万 t 增加到 1970 年 3065 万 t；1978 年突破 1 亿 t，1995 年突破 1.5 亿 t，2010 年突破 2 亿 t。1953～2010 年 58 年间年均增长率 11.2%，其中 1978 年前 26 年间高达 23.4%，1978 年后 32 年间仅为 2.1%。2010 年中国石油产量 20 301 万 t，储采比 15.6（年）。六大地区石油产量比例及储采比为：西北 28.7%，16.8（年）；东北 27.9%，16.3（年）；华北 19.3%，9.9（年）；华东 14.7%，12.5（年）；中南 9.3%，3.4（年）；西南 0.1%，45.5（年）。其中，产量超过 1000 万 t 的黑龙江、山东、陕西、新疆、天津、广东 6 省区合计 16 986 万 t，占全国的 83.7%，石油储采比 9.9（年）。

见一次能源。

shijian xuliefa

时间序列法　(time-series method)　将历年（或分月）实际用电量作为一组观察值，按时间顺序排列，构成用电量统计的时间序列，运用一定的数学方法描述未来用电需求的发展变化趋势，对需电量进行预测的方法，又称历史延伸法或外推法。其特点是，撇开市场未来的变化因素，分析过去的用电量与未来需电量的联系，即假定过去用电量的变化趋势同样会延伸到未来。时间序列法一般包括简易平均法、移动平均法、指数平滑法和随机时间序列法等。

简易平均法　以观察期时间序列的用电量数据求得的平均数为基础，预测未来需电量的方法。最常用的有算术平均法、几何平均法和加权平均法，预测用公式分别为：

（1）算术平均法

$$\hat{X}=\overline{X}=\sum_{i=1}^{n}\frac{X_i}{n}$$

（2）几何平均法

$$\hat{X}=G=\sqrt[n]{X_1X_2\cdots X_n}$$

（3）加权平均法

$$\hat{X}=\overline{X}_w=\frac{\sum_{i=1}^{n}W_iX_i}{\sum_{i=1}^{n}W_i}$$

式中 $\hat{X}$ 为预测电量；$\overline{X}$ 为算术平均值；X_i 为观察期用电量；n 为观察期观察值的数目；G 为几何平均值；W_i 为权数；$\overline{X}_w$ 为加权平均值。

移动平均法　对由 n 个观察期用电量组成的时间序列，随着观察期推进，逐期按连续的 n 个观察期数据计算移动算术平均数；这些移动算术平均数组成新的时间序列，并用其修匀原时间序列中的不规则变动和季节变动的方法。一次移动和二次移动算术平均数计算公式分别为：

（1）一次移动平均法

$$M_t^{(1)}=\frac{1}{n}(X_t+X_{t-1}+\cdots+X_{t-n+1})$$

（2）二次移动平均法

$$M_t^{(2)}=\frac{1}{n}[M_t^{(1)}+M_{t-1}^{(1)}+\cdots+M_{t-n+1}^{(1)}]$$

式中 $M_t^{(1)}$ 为一次移动平均数；$M_t^{(2)}$ 为二次移动平均数；X_t 为 t 时观察数据。

一次移动平均数和二次移动平均数并不直接用于预测，只用以计算线性预测模型的平滑系数和修正滞后偏差。将原始数据移动两次后，建立的预测模型为

$$\hat{X}_{t+T}=a_t+b_tT$$

$$a_t=2M_t^{(1)}-M_t^{(2)}$$

$$b_t=\frac{2}{n-1}[M_t^{(1)}-M_t^{(2)}]$$

式中 $\hat{X}_{t+T}$ 为自 t 年开始，未来第 T 年的预测数值；a_t、b_t 为线性截距和斜率。

指数平滑法　权数符合指数规律的加权移动平均法。它的基本思想是给予接近预测值的年份以较大权数，而较远年份的权数按指数衰减，权数为介于 0～1 之间的常数，称为平滑常数。

随机时间序列法　包括自回归模型 [AR（p）]、移动平均模型 [MA（q）]、自回归移动平均模型 [ARMA（p，q）]、自回归求和移动平均模型 [ARIMA（p，d，q）] 四种形式。

（1）自回归模型 [AR（p）]。设时间序列 x_n（$n=1$，2，…，n）为平稳随机时间序列（其物理含义可以理解为，对序列中任意取两段不相交的子序列，其均值、方差是基本相同的），且可以表示为下述形式

$$x_n=\phi_1x_{n-1}+\phi_2x_{n-2}+\cdots+\phi_px_{n-p}+\varepsilon_n$$

式中 p 为正整数；ϕ_1，ϕ_2，…，ϕ_p 为参数；ε_n 为零均值的白噪声序列。

模型中描述的是序列 x_n（$n=1$，2，…，n）自身某一时刻和前 p 个时刻之间的相关关系，因此当模型参数满足一定条件时，称为 p 阶自回归模型 AR（p）。AR（p）模型形式简单、直观，而且便于建模与预报。当样本充分大时，随着阶数 p 的提高，AR（p）模型还可以逼近自回归移动平均模型等，因此，应用非常广泛。

（2）移动平均模型 [MA（q）]。一般形式的 MA（q）模型可以表示为

$$x_n=\varepsilon_n-\theta_1\varepsilon_{n-1}-\theta_2\varepsilon_{n-2}-\cdots-\theta_q\varepsilon_{n-q}$$

式中 q 为正整数；θ_1，θ_2，…，θ_q 为参数。

模型中描述的是序列 x_n（$n=1$，2，…，n）用过去 q 个时刻的随机干扰或预测误差的线性组合来表达当前预测

值。MA（q）模型也不存在非平稳问题。

（3）自回归移动平均模型［ARMA（p，q）］。由 AR（p）与 MA（q）组合，即

$$x_n=\phi_1 x_{n-1}+\phi_2 x_{n-2}+\cdots+\phi_p x_{n-p}+\varepsilon_n-\theta_1\varepsilon_{n-1}-\theta_2\varepsilon_{n-2}-\cdots-\theta_q\varepsilon_{n-q}$$

式中 p 和 q 是模型的自回归阶数和移动平均阶数；ϕ 和 θ 是不为零的待定系数；ε 为独立的误差项；x_n 是平稳、正态、零均值的时间序列。

在客观实际中，许多随机序列常常同时具有 AR（p）和 MA（q）两个模型的特性，而 AR（p）和 MA（q）两种模型分别是该种模型的特例。一个自回归移动平均过程可能是自回归与移动平均过程、几个自回归过程、自回归与自回归移动平均过程的叠加，也可能是测度误差较大的自回归过程。

（4）自回归求和移动平均模型［ARIMA(p,d,q)］。线性模型所描述的对象是平稳序列，而实际数据往往不能满足这个条件。不少序列在一定时段内常呈增长或下降趋势，不能用 ARMA 模型描述，但有些序列通过差分运算可产生新的平稳序列。

设 x_n 为非平稳序列，即其互不相交的片段的均值或方差是不等的，令

$$w_n=x_n-x_{n-1}$$

如果新序列 w_n 为平稳序列，就称 x_n 为经一次差分运算后平稳的准平稳序列，有些序列可能需要经过多次差分才能成为平稳序列。如果非平稳序列 x_n 经过 d 次差分后产生平稳序列 w_n，则称 x_n 为自回归移动平均序列的 d 阶求和序列，记作 $x_n\sim$ARIMA（p，d，q）。

由此可见，自回归求和移动平均模型是自回归移动平均模型的推广，对于 x_n 建立 ARIMA（p，d，q）模型，就是对 x_n 做 d 阶差分后，对 w_n 建立 ARMA（p，q）模型；对 x_n 进行预报和控制，则是先对 w_n 做预报、控制后再转化为对 x_n 的处理。

shishi dianjia

实时电价 （real-time tariff） 在考虑运行和基本投资的情况下，在给定的极短时段（30、15、5min 等）内向用户提供电能的边际成本。实时电价是在电力市场条件下，着眼于电力的瞬时供需平衡，兼顾电力系统的安全运行，以电力的长期边际成本结合短期边际成本为定价依据的一种定价方法。它既反映各时刻供应与需求的变化关系，又自动反馈调节用户负荷，由用户自行决定自己的用电时间，通过系统的总需求决定实时电价的高低。当系统需求增大时，电价升高；当系统需求减少时，电价便会下降。因此，在以实时电价为基础的电力市场中，电价可作为一个强有力的信号用以调节和优化电力系统运行的可靠性和经济性。

最初的实时电价构想是由美国学者在 1980 年提出的：要改变传统的电力供求模式，并建立电力市场，就应像计算电压和频率那样，计算和控制电能的价格，即采用现货电价（spot price），它不仅随时间变化（最初设想为 5min），而且区分节点（bus）位置、事故和可靠性。20 世纪 80 年代中后期，正式提出并建立了实时电价理论。实时电价由 8 个分量组成，其表达式为

$$\rho_{k,t}=\gamma_{F,t}+\gamma_{M,t}+\gamma_{Qs,t}+\gamma_{R,t}+\eta_{L,t}+\eta_{M,t}+\eta_{Qs,t}+\eta_{R,t}$$

式中 $\rho_{k,t}$ 为第 k 用户在时段 t 的实时电价；$\gamma_{F,t}$ 为边际发电燃料成本；$\gamma_{M,t}$ 为边际发电维护成本；$\gamma_{Qs,t}$ 为发电质量分量；$\gamma_{R,t}$ 为发电收支平衡项；$\eta_{L,t}$ 为边际网损成本；$\eta_{M,t}$ 为边际网络维护成本；$\eta_{Qs,t}$ 为网络供电质量分量；$\eta_{R,t}$ 为网络收支平衡项；γ 为发电分量，包括 $\gamma_{F,t}$、$\gamma_{M,t}$、$\gamma_{Qs,t}$、$\gamma_{R,t}$ 4 项；η 为输电分量，包括 $\eta_{L,t}$、$\eta_{M,t}$、$\eta_{Qs,t}$、$\eta_{R,t}$ 4 项。

shijie dianli gongye

世界电力工业 （world electric power industry） 起源于 19 世纪后期。1875 年，法国巴黎北火车站建成世界上第一座火电厂，为附近地区照明供电（见法国电力工业）。1879 年，美国旧金山实验发电厂开始发电，是世界上最早出售电力的发电厂（见美国电力工业）。1882 年，美国纽约珍珠街发电厂建成发电，装有 6 台直流发电机，总容量是 900hp（670kW），以 110V 直流为电灯照明供电。1886 年，威斯汀豪斯在美国马萨诸塞州进行了电压 3kV、距离为 1200km 的交流输电演示，同年在意大利的塞奇建成输电电压 2kV、长度为 17mile（27.35km）的交流输电线路（见意大利电力工业）。1888 年，俄国的多布罗沃斯基发明三相交流制，效率较高的三相异步电机问世，交流输电的优越性逐渐为世人瞩目。1891 年，总长 175km、由劳芬至明兴河畔的世界上第一条三相交流输电线路——法兰克福输电线路在德国投入运行，输电电压为 15.2kV（见德国电力工业）。1895 年，美国尼亚加拉大瀑布的水电站建成，1896 年采用交流输电方式输电至相距 35km 的布法罗，交流电的优越性迅速被认可并取得主导地位。1913 年，全世界年发电量达 500 亿 kW·h，电力工业作为独立的工业部门进入人类的生产领域。1916 年，美国建成第一条 132kV 输电线路。1929 年，第一台 20 万 kW 汽轮发电机在美国研制成功，次年投入运行。1932 年，苏联建成第聂伯水电站，单机容量 6.2 万 kW。1935 年美国建成胡佛水电站，单机容量 8.25 万 kW，总规模 134 万 kW。1952 年，瑞典建成 380kV 线路（见瑞典电力工业）。1954 年，美国建成 345kV 线路。同年苏联建成 400kV 线路，1959 年升压到 500kV。1965 年，加拿大建成 735kV 线路（见加拿大电力工业）。1967 年，苏联建成 750kV 线路。1969 年，美国建成 765kV 线路。1985 年，苏联建成特高压 1150kV 输电线路，但降压至 500kV 运行。2009 年，中国建设的晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程投产。2010 年，云南—广东±800kV 特高压直流输电工程、向家坝—上海±800kV 特高压直流输电示范工程先后建成投产（见中国电力工业及《输电与变电卷》晋东南—南阳—荆门 1000kV 交流输电线路、云南—广东±800kV 直流输电工程、向家坝—上海±800kV 直流输电工程）。

自 20 世纪 70 年代以来，世界各国的电力工业从电力生产、建设规模、发电能源构成到发电和输变电的技术都发生了较大变化，世界电力工业进入以大机组、大电厂、高电压、形成联合系统为特点的新时期。进入 21 世纪以后，世界电力工业发展逐渐形成三个突出动向：①世界发电量尤其是发达国家的发电量年增长率趋缓，而一些发展中国家，特别是新兴经济体国家仍维持较高的电力增长速度；②电力工业的发展向高效、绿色、低碳、环保、智能的更高目标迈

进；③随着新能源的发展，电力在能源体系中的地位日益凸显，智能电网成为重要发展方向。

装机容量和发电量 世界装机容量和发电量仍以火电为主。其中，美国、中国、日本、俄罗斯、德国、印度、加拿大、法国、巴西、韩国等十国的装机容量和发电量超过世界总装机容量和发电量的1/2。世界装机容量和发电量也随着世界各国电力工业的发展出现新的变化。

装机容量和发电量及其地区分布 根据联合国的统计资料，截至2010年底，世界发电装机容量为50.93亿kW，其中火电占69.1%，水电占19.5%，核电占7.5%，风能、生物质能及其他能源发电占3.9%。2010年世界发电量为21.52万亿kW·h，其中火电占68.7%，水电占16.4%，核电占12.8%，风能、太阳能、生物质能及其他能源发电占2.1%。世界装机容量和发电量的地区分布呈不均衡状态。2010年，欧洲和北美洲的发电量之和占世界总发电量的47.8%，亚洲占43.0%，南美洲、非洲和大洋洲之和仅占9.2%。装机容量的地区分布也呈相似的格局。从世界发电量的增长情况可看出，20世纪80年代的年均增长率为3.6%，90年代下降为2.8%，2000年以来年均增长率恢复到3.0%。其中亚洲地区增长最快，20世纪80年代年增长率为6.7%，90年代为6.3%，2000年以来为6.9%。表1为1980～2010年世界装机容量、发电量及其地区分布状况。

表1 1980～2010年世界装机容量、发电量及其地区分布状况

年份		1980	1990	1995	2000	2005	2010
装机容量（万kW）	非洲	4453	7299	9323	10 026	11 332	13 506
	北美洲	74 304	88 351	94 525	98 994	126 923	127 466
	南美洲	6847	11 666	13 228	16 505	19 172	22 917
	亚洲	33 344	61 106	85 382	108 039	145 430	213 923
	欧洲	53 498	68 495	98 164	105 366	111 884	124 379
	大洋洲	3295	4500	4871	5426	6190	7104
	苏联	26 676	34 368				
	世界	202 417	275 785	305 494	344 357	420 931	509 295
发电量（亿kW·h）	非洲	1884	3188	3676	4412	5610	6736
	北美洲	28 452	36 794	41 191	49 570	52 808	53 833
	南美洲	2719	4460	5726	7083	8228	10 090
	亚洲	13 383	25 705	37 819	47 287	66 335	92 530
	欧洲	21 868	28 043	40 641	43 865	47 619	49 029
	大洋洲	1228	1902	2145	2533	2976	2966
	苏联	12 939	17 646				
	世界	82 473	117 738	131 198	154 750	183 576	215 184

注：亚洲、欧洲的数据中1990年以前未包括苏联，苏联的数据单独列出。

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

装机容量和发电量构成 2010年，世界年发电量前十国家的发电量总和约占世界总发电量的67.40%。美国的发电量为43 784亿kW·h，居世界首位；中国在1994年和1995年分别超过俄罗斯和日本，其后稳居世界第2位；日本、俄罗斯分别居第3、4位（见俄罗斯电力工业、日本电力工业），韩国排在第10位（见韩国电力工业）。表2为2010年世界及部分国家装机容量和发电量及其构成。

在许多国家发电量的分品种构成中，早期多以煤电为主，一些水能资源较丰富的国家则多以水电为主。自20世纪50年代中东发现大油田后，国际石油供应量迅速增加，促使油电比重一度大幅度提高；60年代进入核电大发展时期，又一次引发了电源结构的变化；70年代发生石油危机以后，油电、气电的发展受到影响，许多国家又纷纷转向发展煤电；90年代以后，风电等非水可再生能源成为新的发展趋势，在电源结构中的比重显著提升。从表3部分国家发电量构成可以看出，由于各国能源资源、技术水平、经济发展的状况各不相同，其电源结构也不相同。除加拿大以水电为主，法国以核电为主之外，其他国家均以火电为主，火电比重均在50%以上，其中以煤电为主的国家有中国、美国、德国等。

表2 2010年世界及部分国家装机容量和发电量及其构成

序号	国家	装机容量（万kW）	装机构成（%）				发电量（亿kW·h）	发电量构成（%）			
			水电	火电	核电	其他		水电	火电	核电	其他
1	美国	104 100	9.7	76.2	9.7	4.3	43 784	6.5	71.6	19.2	2.7
2	中国	96 641	22.4	73.4	1.1	3.1	42 278	16.2	80.8	1.8	1.2
3	日本	28 703	16.6	64.1	17.1	2.3	11 192	8.1	65.2	25.8	0.9
4	俄罗斯	22 397	20.9	68.5	10.6	0.0	10 380	16.2	67.3	16.4	0.1
5	印度	20 653	18.2	79.5	2.3	0.0	9545	12.0	85.3	2.1	0.1
6	德国	15 698	7.0	49.2	13.0	30.8	6290	4.2	65.4	22.6	7.9
7	加拿大	13 695	54.8	32.9	9.3	3.0	6080	57.8	25.7	14.9	1.6
8	法国	12 426	20.3	23.2	50.8	5.7	5691	11.7	11.0	75.3	1.9
9	巴西	11 240	71.7	25.9	1.8	0.5	5158	78.2	19.0	2.8	0
10	韩国	8471	6.5	71.3	20.9	1.3	4995	1.3	68.6	29.7	0.3
世界合计		509 295	19.5	69.1	7.5	3.9	215 184	16.4	68.7	12.8	2.1

注：“其他”含风电、太阳能发电、地热发电等。

资料来源：联合国《能源统计年鉴2011》、国际能源署《电信息2012》。中国数据来自中国电力企业联合会2010年统计资料。

表 3 部分国家发电量构成（%）

能源类型	年份	美国	日本	加拿大	德国	法国	英国	意大利	中国*
煤电	1990	53.42	14.47	17.06	58.76	8.50	65.27	16.77	79.66*
	1995	51.50	17.62	15.61	55.72	5.39	46.82	11.61	80.18*
	2000	52.90	22.82	19.42	52.72	5.79	32.67	11.31	80.96*
	2005	50.46	27.92	17.57	49.84	5.37	34.52	16.65	81.83*
	2010	45.99	26.94	15.82	44.06	4.67	29.03	14.10	80.81*
油电	1990	4.11	29.71	3.42	1.90	2.08	10.78	48.17	
	1995	2.45	22.50	2.18	1.69	1.58	3.72	50.89	
	2000	2.94	13.39	2.43	0.84	1.39	2.29	31.81	
	2005	3.31	12.59	2.45	1.73	1.39	1.30	15.88	
	2010	1.11	8.87	1.47	1.22	1.12	0.89	7.30	
气电	1990	12.00	19.37	2.01	7.39	0.73	1.14	18.62	
	1995	14.86	19.48	3.74	8.11	0.78	18.08	19.80	
	2000	15.76	22.89	5.53	9.26	2.09	39.55	37.55	
	2005	18.34	22.19	5.49	11.31	4.00	38.61	50.28	
	2010	23.31	27.48	6.66	13.76	4.62	46.43	52.13	
水电	1990	8.59	10.50	61.57	3.18	12.80	1.63	14.83	20.34
	1995	8.83	8.37	60.00	4.09	14.86	1.44	15.92	18.55
	2000	6.29	8.32	59.21	3.83	12.52	1.36	16.38	17.77
	2005	6.38	7.03	58.10	3.19	9.06	1.24	12.15	15.87
	2010	5.98	6.92	58.78	3.09	11.06	0.94	17.15	16.24
核电	1990	19.22	23.78	15.14	27.84	75.36	20.74		
	1995	20.06	29.70	17.48	28.75	76.84	26.49		1.27
	2000	19.82	30.72	12.02	29.91	77.39	22.72		1.22
	2005	18.99	28.00	14.71	26.58	79.01	20.64		2.13
	2010	19.34	26.90	15.11	22.89	75.50	16.43		1.77
其他	1990	2.67	2.18	0.80	0.93	0.54	0.44	1.60	
	1995	2.30	2.34	0.99	1.65	0.54	3.46	1.77	
	2000	2.30	1.85	1.39	3.44	0.83	1.41	2.96	0.05
	2005	2.51	2.28	1.69	7.35	1.17	3.69	5.04	0.17
	2010	4.27	2.89	2.17	14.98	3.03	6.27	9.32	1.18

* 中国数据为火电数据，不区分煤电、油电和气电。

注：国外水电发电量中不含抽水蓄能发电量。

资料来源：国际能源署历年《经济合作与发展组织能源平衡》；中国电力企业联合会历年统计资料。

人均装机容量和人均发电量　人均装机容量是反映电力供应能力的一个重要指标。1990～2010年，世界人均装机容量从0.524kW增长到0.741kW，年均增长1.7%。2010年，在世界电力生产大国中，美国、日本人均装机容量最高，分别达到3.336kW和2.245kW；德国等其他发达国家的人均装机容量在1.5kW以上。印度在世界主要国家中人均装机容量最低，仅为0.166kW（见印度电力工业）。中国人均装机容量保持了快速增长，2010年达到0.72kW，是1990年的6倍，但仍不及发达国家人均水平的1/2。表4为1990～2010年世界及部分国家人均装机容量。

表 4 1990～2010 年世界及部分国家人均装机容量（kW）

年份	1990	2000	2005	2010
世界	0.524	0.567	0.652	0.741
美国	2.935	2.877	3.598	3.336
日本	1.576	2.050	2.170	2.245
德国	1.232	1.440	1.516	1.920
俄罗斯		1.461	1.530	1.578
印度	0.088	0.116	0.133	0.166
巴西	0.358	0.433	0.498	0.571
中国	0.121	0.252	0.396	0.721

资料来源：国际能源署历年《电信息》和联合国历年《能源统计年鉴》；中国电力企业联合会历年统计资料。

2010年，世界人均发电量为3176kW·h，是1990年的1.42倍，1990～2010年年均增长1.8%。冰岛、挪威、加拿大、瑞典、芬兰、美国等国家人均发电量超过10 000kW·h，日本、法国、德国、俄罗斯、英国（见英国电力工业）等国家人均发电量为5000～10 000kW·h，中国、巴西等发展中国家人均发电量大多为2000～5000kW·h，印度仅为820kW·h。表5为1990～2010年世界及部分国家人均发电量。

表 5 1990～2010 年世界及部分国家人均发电量（kW·h）

年份	1990	2000	2005	2010
世界	2244	2536	2826	3176
美国	12 790	14 347	14 373	14 124
日本	6939	8341	8519	8813
德国	6930	6952	7439	7670
俄罗斯		6020	6642	7310
印度	341	552	639	820
巴西	1506	2053	2158	2645
中国	547	1084	1916	3160

资料来源：国际能源署历年《电信息》和联合国历年《能源统计年鉴》；中国电力企业联合会历年统计资料。

发电用能源

占一次能源总消费量比重　用来衡量一个国家电气化程度的一项重要指标。表6为世界部分国家（地区）发电用能源占一次能源总消费量比重。

表6　世界部分国家（地区）发电用能源占一次能源总消费量比重（%）

年份	美国	欧盟	日本	俄罗斯	中国	印度
1990	39.2	39.4	39.6	50.5	26.5	22.9
2006	41.0	40.7	42.8	55.1	40.48	36.0
2007	41.2	42.1	45.1	54.9	41.38	36.5
2008	41.6	41.8	44.5	52.5	40.40	37.4
2009	41.6	42.2	45.3	53.1	40.14	37.8
2010	42.3	42.4	45.1	52.4	42.64	37.2

资料来源：国际能源署历年《电信息》和联合国历年《能源统计年鉴》；中国电力企业联合会历年统计资料。

火电的发展　在世界电源构成中，火力发电历来占有较大的比例，20世纪90年代以来一直保持在60%以上。2010年，世界火力发电量为14454亿kW·h，约占世界总发电量的68.7%；火电装机容量为35.18亿kW，约占世界发电总装机容量的69.1%。火电发展的基本趋势是：发展高参数、大容量机组，建设大电厂；采用流化床燃烧技术和燃气-蒸汽联合循环系统；提高机组脱硫、脱硝的技术水平（见二氧化硫控制、氮氧化物控制）；开展碳捕集封存研究和示范工程建设（见低碳电力发展）；在完善超临界压力机组基础上发展超超临界压力机组，以及开发洁净煤发电技术等。

火电机组单机容量　火电机组的单机容量自20世纪70年代以来无大变化。世界上最大的火电机组单机容量现为130万kW（双轴），共有9台，均在美国运行；其次是120万kW机组（单轴），仅1台，在俄罗斯运行；截至2010年底，中国在运100万kW超超临界机组31台，日本和美国运行中的100万kW机组分别有10余台。美国多采用90万kW的机组；俄罗斯大量采用50万kW和80万kW的机组；日本主要采用70万kW和100万kW的机组；德国在1977年投入运行2台80万kW机组，1999年投入运行2台93万kW机组。世界上装有80万kW以上机组的国家主要是美国、俄罗斯、日本、德国和中国，得到各国最广泛采用的是60万～100万kW机组。

火电厂规模和数量　随着大机组的广泛采用，火电厂的规模不断扩大，数量也不断增多。至2011年底，世界上装机容量最大的燃煤电厂是中国台湾省台中发电厂，由10台单机容量为55万kW的燃煤机组及4台7万kW的燃气轮机构成，总装机容量578万kW；世界上装机容量最大的燃气电厂是俄罗斯苏尔古特Ⅱ发电厂，由6台80万kW、2台40万kW机组构成，总装机容量560万kW；世界上装机容量最大的燃油电厂是沙特阿拉伯的沙埃拜发电厂，由14台联合循环机组组成，总装机容量560万kW。表7为2011年底世界十大火电厂。

表7　2011年底世界十大火电厂

序号	火电厂名称	国家或地区	装机容量（万kW）	技术类型	燃料	所属公司
1	台　中	中国台湾	578	蒸汽轮机	煤炭、轻柴油	台湾电力公司
2	沙埃拜	沙特阿拉伯	560	联合循环	石油	沙特电力公司
3	苏尔古特Ⅱ	俄罗斯	560	联合循环	天然气	德国意昂集团俄罗斯公司
4	大唐托克托	中国大陆	540	蒸汽轮机	煤炭	中国大唐集团公司
5	贝尔恰托夫	波兰	505	蒸汽轮机	煤炭	波兰能源集团公司
6	富　津	日本	504	联合循环	天然气	东京电力公司
7	嘉　兴	中国大陆	503	蒸汽轮机	煤炭	中国国电集团公司
8	北　仑	中国大陆	500	蒸汽轮机	煤炭	浙江省能源集团有限公司
9	台　山	中国大陆	500	蒸汽轮机	煤炭	神华集团有限责任公司
10	东新潟	日本	486	联合循环	天然气	东北电力公司

水电的发展　发达国家包括瑞士、法国、英国、意大利、美国、日本、德国、西班牙等，在电力工业发展过程中，大多优先开发水电，到20世纪70年代末水电开发利用程度已普遍较高。仅少数国家如加拿大、挪威、瑞典等20世纪80年代以来水电开发利用程度进一步提高。发展中国家水电开发利用程度不高，近二三十年来，尤其是20世纪80年代中期以来，一些国家如巴西、巴拉圭、墨西哥、委内瑞拉、土耳其、中国等在水能资源的开发中比较注重综合利用，同时考虑发电、防洪、灌溉、航运、养殖等多种效益，重视河流的梯级开发，大力发展抽水蓄能电站，深入研究水电开发对生态环境的影响等。

水能资源分布　2008年，世界理论水能资源蕴藏量达398420亿kW·h/a，其中技术可开发水能资源为159550亿kW·h/a。世界各地区水能资源分布不均，就技术可开发水能资源分布状况而言，亚洲（不含中东地区）最丰富，约占全部资源的35.0%；南美洲次之，约占17.8%；欧洲约占17.3%，北美洲约占15.1%，非洲（不含中东地区）约占11.5%，中东地区约占1.7%，大洋洲约占1.5%。表8为2008年世界水能资源分布状况。

表8　2008年世界水能资源分布状况

地区	理论水能资源（亿kW·h/a）	技术可开发水能资源（亿kW·h/a）
非　洲	39090	18340
北美洲	55110	24160
南美洲	75410	28430
亚　洲	166180	55900
欧　洲	49190	27620
中　东	6900	2770
大洋洲	6540	2330
世　界	398420	159550

资料来源：世界能源理事会《2010年世界能源资源调查》。

水能资源开发利用程度　经济合作与发展组织（Organization for Economic Cooperation and Development，OECD）大部分成员国的水能资源开发利用程度均已达到较高水平。截至2008

年底，意大利、法国、挪威、日本、瑞典的技术可开发资源利用率已经超过50%，加拿大、奥地利为40%～50%，墨西哥、西班牙为20%～40%（见墨西哥电力工业、西班牙电力工业）。中国技术可开发水能资源利用率已达23.4%，未来仍有较大发展空间。表9为2008年底世界技术可开发水能资源前十位国家资源和利用情况。

表9 2008年底世界技术可开发水能资源前十位国家资源和利用情况

国家	理论水能资源（亿kW·h/a）	技术可开发水能资源（亿kW·h/a）	经济可开发水能资源（亿kW·h/a）	已建常规水电年发电量（亿kW·h/a）	技术可开发资源利用率（%）
中国	60830	24740	17530	5800	23.4
俄罗斯	22950	16700	8520	1800	10.8
美国	20400	13390	3760	2548	19.0
巴西	30400	12500	8180	3651	29.2
加拿大	20670	8270	5360	3774	45.6
扎伊尔	13970	7740	1450	73	0.9
印度	26380	6600	4420	1148	17.4
委内瑞拉	7310	2610	1000	867	33.2
挪威	6000	2400	2060	1400	58.3
土耳其	4330	2160	1400	333	15.4

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

大型水电站　到2011年底，世界在运的最大水电站是中国三峡水电站。1994年正式动工兴建，2003年开始蓄水发电，2009年全部建成发电。三峡水电站最初的规划是26台70万kW的机组，装机容量1820万kW，设计年发电量847亿kW·h；后又在右岸大坝白石尖山体内建设地下电站，共6台70万kW的机组。再加上三峡水电站自身的两台5万kW的电站，总装机容量达2250万kW，年发电量约1000亿kW·h。其次是伊泰普水电站，该电站位于界河巴拉那河，由巴西和巴拉圭合作开发，发电机组和发电量由两国均分（见巴西电力工业）。共有20台发电机组（每台70万kW），总装机容量1400万kW，年发电量900亿kW·h。第三大水电站是委内瑞拉的古里水电站（见图1），装机容量为1020万kW，于1968年建成发电。表10为2011年底世界十大水电站。

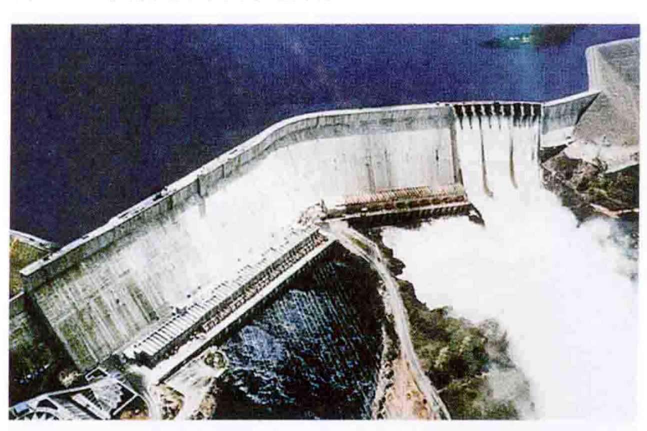


图1　委内瑞拉古里水电站

表10　2011年底世界十大水电站

序号	水电站	所在国家	所在河流	设计装机容量（万kW）
1	三峡	中国	长江	2250.0
2	伊泰普	巴西、巴拉圭	巴拉那河	1400.0
3	古里	委内瑞拉	卡罗尼河	1020.0
4	图库鲁伊	巴西	托坎廷斯河	812.5
5	大古力	美国	哥伦比亚河	680.9
6	萨扬—舒申斯克	俄罗斯	叶尼塞河	640.0
7	克拉斯诺雅茨克	俄罗斯	叶尼塞河	600.0
8	罗伯特—布拉沙	加拿大	拉格朗德河	561.6
9	丘吉尔瀑布	加拿大	哈密尔顿河	542.8
10	龙滩	中国	红水河	490.0

抽水蓄能电站　世界上第一座抽水蓄能电站于1882年在瑞士苏黎世建成，但直到20世纪50年代，抽水蓄能的发展仍十分缓慢，主要集中在西欧的少数国家。从20世纪50年代开始，抽水蓄能电站的发展进入起步阶段，到1960年，抽水蓄能电站装机容量达到350万kW，约占总装机容量的0.62%。20世纪60年代以后，抽水蓄能电站得到快速发展，至1990年达到8300万kW，约占世界总装机容量的3.15%。2010年，世界抽水蓄能装机容量约为1.35亿kW。

作为一种特殊的电源形式，抽水蓄能电站既可以调峰填谷、优化系统内各类电源工作状态，又可以承担事故备用、调频、调相和黑起动等动态功能，从而起到提高供电质量、保障供电安全、减少停电时间、降低环境污染等作用。建设合理规模的抽水蓄能电站，是解决电网调峰问题、保障电网运行安全、促进各类电源经济运行的重要手段。

日本是世界范围内抽水蓄能电站装机容量最大、装机比例最高的国家。截至2010年底，日本共有抽水蓄能电站45座（其中百万千瓦级以上抽水蓄能电站7座），装机容量合计2537万kW，占总装机容量的11.13%。此外，韩国、西班牙、法国、德国、意大利等国家的抽水蓄能电站装机比例均接近或超过5%。1985年美国建成的巴斯康蒂抽水蓄能电站，装机容量300.3万kW，截至2011年是世界上在运的最大的抽水蓄能电站；其次是分别于2000年和2011年建成的中国广州抽水蓄能电站和惠州抽水蓄能电站（见图2），装机容量均为240万kW；再次是1974年日本建成的奥多多良木抽水蓄能电站，装机容量193.2万kW。表11为2011年世界已建及在建十大抽水蓄能电站。



图2　惠州抽水蓄能电站

表 11　2011 年世界已建及在建十大抽水蓄能电站

序号	电站名称	国家/地区	装机容量（万 kW）	投运年份
1	巴斯康蒂	美　国	300.3	1985
2	神流川	日　本	282.0	在建
3	广　州	中　国	240.0	2000
4	惠　州	中　国	240.0	2011
5	德涅斯特	乌克兰	226.8	在建
6	奥多多良木	日　本	193.2	1998
7	路丁顿	美　国	187.2	1973
8	天荒坪	中　国	180.0	2004
9	绩　溪	中　国	180.0	在建
10	狄诺维克	英　国	172.8	1983

核电的发展　1954 年，苏联建成世界上第一座核电厂——5MW 试验性石墨沸水堆；1957 年，世界上第一座商用核电厂——美国希平港核电厂并网发电，人类进入和平利用核能的时代。核电在 20 世纪六七十年代得到了很大发展。1979 年美国三里岛核电厂事故和 1986 年苏联切尔诺贝利核电厂事故以后，不少人对核电产生了恐惧心理，形成了反对建核电厂的势力，德国等部分国家声称不再建设核电厂。由于这两次事故，核电的发展速度减慢。由于公众和政府对核电的安全性的要求不断提高，致使核电设计更复杂，政府审批时间和建造周期加长，建设成本上升。90 年代核电进入了缓慢发展的“低谷期”。在总结经验教训的基础上，美国电力科学研究院于 20 世纪 90 年代制定了《电力公司要求文件》（URD），明确新建核电厂，必须把预防和缓解严重事故作为核电厂设计的必须要求，用一系列定量指标规范核电厂的安全性和经济性。欧洲出台的《欧洲电力公司文件》，也包含了与《电力公司要求文件》相似的内容。国际原子能机构也将《电力公司要求文件》要求列进了新的核电厂规程。2011 年 3 月，日本福岛核电事故发生后（见 2011 年东日本大地震），核电安全再次成为全球关注的热点，各国对在运核电厂安全性均进行了全面的检查和评估。瑞士、德国、意大利等国家先后宣布放弃发展核电。美国、法国、英国、俄罗斯、越南、阿联酋和土耳其等多数国家表示在高安全标准下继续发展核电。总体看，受日本福岛核电事故影响，世界核电发展步伐明显趋缓，但仍将保持一定的发展速度。

核电机组数量和堆型　截至 2010 年底，世界核电发电量约占总发电量的 12.8%。至 2011 年底，世界 31 个国家或地区共有 435 台核电机组在运行，装机容量约为 37 001 万 kW；在建机组共 62 台，容量约为 5853 万 kW；规划机组共 156 台，容量为 17 303 万 kW。全球在运核电装机容量最多的国家依次是美国（104 台，10 141 万 kW）、法国（58 台，6313 万 kW）、日本（51 台，4461 万 kW）、俄罗斯（33 台，2416 万 kW）、德国（9 台，1200 万 kW）、韩国（21 台，1879 万 kW）和加拿大（17 台，1204 万 kW）。这六国的核电装机容量占世界核电的 76%。2011 年，核电发电量占总发电量 50% 以上的国家有法国、比利时和斯洛伐克，30%～50% 的国家有乌克兰、匈牙利、斯洛文尼亚、瑞士、瑞典、韩国、亚美尼亚、捷克、保加利亚、芬兰等，10%～30% 的国家和地区有西班牙、美国、罗马尼亚、中国台湾、日本、德国、英国、俄罗斯、加拿大等。

核电机组一般按反应堆的堆型分类。截至 2011 年底，世界核电机组堆型构成见表 12。从表中可以看到，按总容量计算，压水堆机组最多，占 67.6%；其次是沸水堆机组，占 21.8%。高温气冷堆机组由于经济性差只在早期建设过。重水堆机组只在加拿大、印度等少数国家有。1997 年加拿大由于管理和技术原因，一次决定停运 7 台重水堆机组，对其发展影响较大。石墨水冷堆只有苏联采用。在采用石墨水冷堆的切尔诺贝利核电厂发生核电史上最大的事故后，不再新开工建设石墨水冷堆。微型快中子增殖堆由于还处于试验阶段，技术还未完全掌握，建设数量不多。

表 12　世界核电机组堆型构成（2011 年底）

堆　型	运行中		建设中		总　计	
	台数	万 kW	台数	万 kW	台数	万 kW
压水堆（PWR）	270	24 673.6	48	4698.6	318	29 372.2
沸水堆（BWR）	82	7318.8	0	0	82	7318.8
重水堆（PHWR）	45	2257.5	7	377.6	52	2635.1
气冷堆（GCR）	3	119.7	0	0	3	119.7
石墨水冷堆（LWGR）	15	1022.3	0	0	15	1022.3
快中子增殖堆（FBR）	3	82.6	2	119.0	5	201.6
先进沸水堆（ABWR）	3	398.8	4	535.8	7	934.6
合　计	435	36 711.3	62	5866.0	497	42 577.3

资料来源：世界核能协会。

核电厂的规模和分布　至 2011 年底，世界上最大的核电厂是日本的柏崎·刈羽核电厂（见图 3），装有 7 台沸水堆机组，总容量约 821.2 万 kW，最大的两台单机容量为 135.6 万 kW。其次是乌克兰的扎波罗热核电厂，装有 6 台 100 万 kW 级的压水堆机组。大容量核电厂最多的是法国，300 万 kW 以上的核电厂有 10 座，其次是日本，有 5 座。美国的核电装机容量最多，但是大电厂不多，多数是双机组的电厂，且分散在很多电力公司中。德国核电机组的单机容量也比较大，多数也是双机组电厂。表 13 为 2011 年底世界在运十大核电厂。



图 3　日本柏崎·刈羽核电厂

表 13　2011 年底世界在运十大核电厂

序号	电厂名称	机组台数	总容量（万 kW）	机组类型	国家
1	柏崎·刈羽	7	821.2	沸水堆	日　本
2	扎波罗热	6	600.0	压水堆	乌克兰
3	蔚　珍	6	590.0	压水堆	韩　国
4	荣　光	6	590.0	压水堆	韩　国
5	格拉夫林	6	546.0	压水堆	法　国
6	帕吕埃尔	4	532.0	压水堆	法　国
7	卡特农	4	520.0	压水堆	法　国
8	布鲁斯	6	480.0	重水堆	加拿大
9	大　阪	4	471.0	压水堆	日　本
10	福岛第二	4	440.0	沸水堆	日　本

资料来源：世界核能协会。

非水可再生能源发电的发展　20 世纪 70 年代以来，大力开发和利用非水可再生能源已成为世界各国保障能源供应安全、应对气候变化、拉动经济增长的共同选择。非水可再生能源主要包括风能、太阳能、生物质能、地热能等。非水可再生能源主要通过发电实现终端利用。经过近 20 年的快速发展，非水可再生能源在世界电力供应结构中的比重日益提高，在部分欧美国家已经成为新增主力电源或主力电源。截至 2010 年底，世界非水可再生能源发电装机容量约 3 亿 kW，其中风电约 1.98 亿 kW，太阳能发电约 4000 万 kW，生物质等其他发电约 6200 万 kW；非水可再生能源发电量约占总发电量的 3.3%。表 14 为 2010 年世界及部分国家和地区非水可再生能源发电装机容量。

表 14　2010 年全球及部分国家和地区非水可再生能源发电装机容量（万 kW）

技术类型	世界	欧盟	美国	中国	德国	西班牙	印度
风电	19 800	8400	4000	4500	2700	2100	1300
生物质发电	6200	2000	1000	400	500	50	300
光伏发电	4000	2900	250	90	1730	380	0
地热发电	1100	100	310	0	0	0	0
光热发电	110	60	50	0	0	60	0

资料来源：国际能源署历年《可再生能源信息》。

输变电和电网　输电的历史从以直流发电机直流输电开始，但不久即被交流输电方式取代。电力变压器的发明，解决了交流低电压输电的不足，通过提高电压等级提高了供电范围，降低了输电损耗，也开拓了高电压输电的技术领域，使发电厂厂址可以不局限于电力负荷中心地带。为提高输电的经济性能，满足大容量和远距离输电的需要，输电线路的电压等级不断提高。自 1891 年世界第一条 13.8kV 输电线路建成使用以来，逐步发展到 20、35、66、110、134、220、230kV；20 世纪 50 年代后迅速向超高压 330、345、380、400、500、735、750、765kV 发展；60 年代末，开始进行 1000kV（1100、1150kV）和 1500kV 电压等级特高压输电工程的可行性研究和特高压输电技术的研发及工程试验。

输电电压逐步提高，是输电技术和装备技术进步的结果。1898 年，美国建成 120km 33kV 线路，采用针式绝缘子。1906 年，美国制造了悬式绝缘子，输电电压得以提高，并于 1908 年建成 110kV 线路。电压等级的进一步提高受到电晕放电的限制，电晕的起始电压与导线直径成比例增长。1910～1914 年，美国和俄国都研制了钢芯铝绞线以扩大导线直径，从而把输电电压提高到 150kV。在研究 220kV 电压时，发现了绝缘子串电压分布不均的现象，从而设计了均压环，并应用于 220kV 及以上的线路。美国于 1923 年建成 230kV 输电线路。1937 年，美国又建成 287kV 输电线路，从波得尔水电站至洛杉矶，全长 455km。

随着用电负荷的快速增长，发电机制造技术向大型、特大型机组发展，电源越来越远离负荷中心，供电范围不断扩大，对大容量远距离输电需求日益增长，电网电压等级迅速向超高压、特高压发展。欧美国家在 330kV 及以上的超高压输电设计中多采用分裂导线以控制导线的电位梯度，避免产生强烈的无线电干扰，并减少了电晕损失。对远距离输电，还采用了串联电容补偿以及分段开关站等措施。1952 年，瑞典建成 380kV 线路。1954 年，美国建成 345kV 线路。1956 年，苏联建成 400kV 线路，到 1959 年升压为 500kV 线路。1965 年，加拿大建成 735kV 线路。1967 年，苏联建成 750kV 线路。1969 年，美国建成 765kV 线路。在超高压输电技术基础上，苏联、日本、中国等国先后开展了特高压输电技术的研究。1985 年，苏联建成 890km 1150kV 输电线路，但降压至 500kV 运行。日本建成了超过 400km 1000kV 线路，降压至 500kV 运行。中国于 2009 年建成投运晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流示范工程（运行电压 1000kV，输电能力 500 万 kW）图 4 为 1000kV 特高压交流试验基地湖北省武汉市江夏区凤凰山南段，2006 年 10 月 10 日开工建设，2008 年 12 月 26 日通过验收。2010 年建成投运云南—广东±800kV 直流输电示范工程（2009 年 12 月 28 日单极投运）、向家坝—上海±800kV 特高压直流输电示范工程。表 15 为世界部分国家最高输电电压等级。



图 4　1000kV 特高压交流试验基地（特高压交流试验线段几何尺寸可调、杆塔优化设计试验能力世界第一）（吴石光　摄）

跨国互联电网的发展　电网规模和范围的不断扩大是各国电网发展的共同趋向。相邻地区电网逐渐互联成规模更大、结构更复杂的大电网，有的为统一调度的统一电网，有的为合同或协议调度的联合电网。统一电网有的跨若干地区，有的覆盖全国。英国、法国、意大利及俄罗斯等国基本上形成了全国统一调度的统一电网。由几个统一调度的地区电网互联成联合电网的方式，在美国、加拿大采用较为普遍。扩大联网

不限于各国境内，早已跨越了国界，形成许多国际互联电网。

表 15　世界部分国家最高输电电压等级

国　家	交流输电		直流输电	
	电压等级(kV)	开始使用年份	电压等级(kV)	开始使用年份
俄罗斯（苏联）	1150	1985	±750	没有建成
日　本	1000	1993	±250	1979
中　国	1000	2009	±800	2009
美　国	765	1969	±500	1985
巴　西	765	1982	±600	1986
印　度	765	1977	±500	1986
南　非	765		±533	1977
加拿大	735	1965	±500	1972
法　国	400		±270	1986
英　国	400	1965	±270	1986
瑞　典	400	1952	±250	1965
挪　威	400		±250	1976
意大利	380	1963	±200	1966
德　国	380	1957		

欧洲输电运营商联盟（ENTSO-E）于 2008 年 12 月成立，替代了过去的欧洲输电联盟（UCTE）、北欧输电协会（NORDEL）、波罗的海输电协会（BALTSO）、爱尔兰输电协会（ATSOI）、欧洲输电协会（ETSO）、英国输电协会（UKTSOA）等输电组织或协会，将欧洲大陆、北欧、英国、爱尔兰、波罗的海等地区连接在一起，负责欧洲电网的协调规划和运行，成员包括来自欧洲 34 个国家的 42 个电网运营商。34 个成员国分别是奥地利、比利时、波黑、保加利亚、捷克、克罗地亚、丹麦（见丹麦电力工业）、法国、马其顿、德国、希腊、匈牙利、意大利、卢森堡、黑山、荷兰、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、塞尔维亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞士、芬兰、挪威、瑞典、冰岛、爱沙尼亚、拉脱维亚、立陶宛、塞浦路斯、英国、爱尔兰。欧洲电网按区域分为欧洲大陆、北欧、波罗的海、英国、爱尔兰 5 个同步电网。截至 2010 年底，欧洲电网 220kV 及以上输电线路总长度约 28.73 万 km，发电装机容量约 9.12 亿 kW，年发电量 3.41 万亿 kW·h，年用电量约为 3.38 万亿 kW·h，服务用户 5.32 亿。各成员国间交换电量约为 3816 亿 kW·h，达到电力总需求量的 11%。2010 年，欧洲电网各成员国之间主要通过 220、275kV 和 380kV 交流线路互联，部分通过 400、330、220kV 及以下电压等级输电线路实现互联。成员国间共有联络线 286 条，其中 220kV 以下联络线 71 条，220/275kV 联络线 92 条，330kV 及其以上联络线 123 条。

北美联合电网也是较早形成的跨国互联电网，由美国东部电网、西部电网、德克萨斯州电网和加拿大魁北克电网 4 个同步电网组成，覆盖美国、加拿大和墨西哥境内的下加利福尼亚州。2010 年，北美联合电网 100kV 以上的输电回路长度约 76.53 万 km。其中，东部互联电网线路总长 48.04 万 km，西部电网线路长度为 20.09 万 km，德克萨斯州电网为 4.68 万 km，魁北克电网为 3.72 万 km。从国家角度看，北美联合电网输电回路中，美国大于 100kV 的输电回路长度约为 63.48 万 km，加拿大为 12.82 万 km，墨西哥为 0.23 万 km。东部电网覆盖美国东北大部，电网频率 60Hz，通过 6 条直流联络线与西部电网相连，通过 2 条直流联络线与德克萨斯州电网相连，通过 4 条联络线与魁北克电网相连。西部电网从加拿大西部经美国西部延伸到墨西哥的下加利福尼亚州，频率为 60Hz。德克萨斯州电网覆盖德克萨斯州大部，与东部电网通过两条直流联络线互联，与墨西哥电网（非北美联合电网）通过一条直流线路互联，电网频率为 60Hz。加拿大魁北克电网覆盖魁北克大部，与东部电网通过 4 条直流联络线互联。

在非洲南部，从 20 世纪 60 年代开始，南非电网（见南非电力工业）先后同莱索托、斯威士兰、莫桑比克、博茨瓦纳、纳米比亚、赞比亚和津巴布韦等国电网互联，并于 1995 年成立了南部非洲电力联盟（SAPP），成员包括上述 8 国和安哥拉、民主刚果、马拉维及坦桑尼亚等共 12 个国家。除马拉维、安哥拉和坦桑尼亚外，其余 9 个国家已实现了电网互联，形成南部非洲电网。截至 2011 年 3 月，南部非洲电网发电装机容量为 5351.4 万 kW，最高负荷 4348.8 万 kW。

海湾互联电网于 1986 年提出，1990 年开始可行性研究，2001 年成立相应机构负责电网互联。2005 年 11 月海湾互联电网开始建设，2011 年 4 月正式运行。海湾互联电网建设共分为三期进行：一期工程是将沙特阿拉伯、卡塔尔、科威特和巴林四国电力联网，总投资 11 亿美元，2009 年完工；二期工程是连接阿联酋和阿曼的电网，2006 年完工；三期工程实现一期和二期工程最终联网，2011 年 4 月完工。

智能电网发展动向　智能电网即将现代先进的传感测量技术、通信技术、信息技术和控制技术等与物理电网高度集成形成的现代化电网。智能电网还处于发展起步阶段，国内外以及社会各界对智能电网的定义及特征的认识尚不统一。发达国家对智能电网的研究相对较早，但真正在政府推动下开展实质性的投资和示范建设是从 2008 年开始。

从各国发展智能电网的驱动力和侧重点看，不同地区和国家的发展与实践有所不同。美国在《能源独立与安全法案》中提出，智能电网是一个通过双向电力流和信息流网络将分布式电源、高电压网络、储能装置、智能家居、电动汽车等智能体有机连接在一起的现代化电力网络。美国主要侧重于升级和更新现有电网基础设施，提高供电可靠性，最大限度地利用信息通信技术，与传统电网结合，促进电网现代化和可再生能源的发展，推广电动汽车，实现分布式发电并网运行。欧洲提出，智能电网是将电力与信息通信及计算机控制技术充分融合，具有供电可靠性高、输电能力强和客户服务好等特征的自动化电网，能够实现每一个用户和节点的实时监控，保证从发电厂到用户端之间整个环节电力流和信息流的双向流动，保证电力市场交易的实时进行和各主体之间的实时互动。欧洲主要侧重于研究和解决电网对风电，尤其是大规模海上风电的消纳、分布式电源并网和加强需求侧管理等问题，提高供电可靠性、电能质量及对社会用户增值服务的完善。

中国国家电网公司于 2009 年提出了建设坚强智能电网的理念。国家电网公司提出，坚强智能电网是网架坚强，广泛互联、高度智能、开放互动的能源网。网架坚强是指电网规划科学、结构合理、安全可靠、运行灵活，适应新能源和分布式能源大规模接入、具有强大能源转换、输送功能和资

源配置能力。广泛互联是指跨洲、跨国、跨区域大电网以及配电网、微电网等协调发展、紧密衔接，电网与物联网、互联网相互融合，构成广泛覆盖、功能强大的社会公共服务平台。高度智能是指利用信息网络、广域测量、高速传感、智能控制、云计算等技术，实现发电、输变电、配电、用电、调度各环节高度智能化，具有自动分析、识别、自愈故障的能力。开放互动是指构建统一开放、竞争有序的电力市场体系，促进用户与电网双向互动、灵活适应各类电源并网和客户多样化需求。

分布式发电技术的发展动向 分布式发电又称分散式发电或分布式供电，从20世纪70年代开始发展。随着经济的发展，实现能源高效、清洁、安全利用的需要，特别是对热、电、冷负荷需求的逐步普遍化，分布式发电技术逐渐受到关注。分布式发电技术以其初投资相对较小、适用范围广等特点，成为能源供应系统的有益补充，并在欧美等发达国家得到推广应用。早期分布式发电技术的发展主要以提高能源利用效率为目标，发展的重点主要是小型分布式天然气多联供，它利用天然气及其他能源实现热、电、冷三联供，使能量的转换在用户附近实现，从而提高了可靠性和经济性。1981年，日本在东京国立竞技场建设了首个天然气多联供项目，荷兰在20世纪90年代已开始为单户居民使用微型热电联产机组，美国三联供系统规模全球最大，这些系统总的能量利用效率超过80%。进入21世纪，随着气候变化问题得到关注以及新能源发电技术的成熟，分布式发电作为可再生能源利用的一种重要方式再次得到重视。同时，随着风电、光伏发电技术的成熟，以及发电成本的降低，欧洲部分国家，特别是德国，分布式可再生能源发电的发展规模已超过了分布式热电联供系统规模。

微电网技术的发展动向 微电网由美国在20世纪90年代提出。微电网的发展主要以关键技术研究和验证的示范应用为主，尚无统一的定义和技术标准，也未实现商业化运行。美国提出微电网最初是为了解决供电可靠性问题。20世纪美国的几次大停电事故引起了美国对输电系统可靠性的高度关注。进入后工业化时代，美国电力需求趋于饱和，同时受到征地、环境影响评价困难等因素制约，美国输电线路建设困难，难以通过加强输电网提高供电可靠性。美国电力可靠性解决方案协会（CERTS）于1999年首次提出通过发展“微电网”提高供电可靠性的技术实现方案。随后，围绕微电网的相关技术研究和示范工程建设开始在全球范围内陆续开展。欧盟和日本则将微电网作为一种新型分布式发电网络化供应与管理的技术解决方案，用以解决高渗透率分布式电源并网问题。随着智能电网概念的提出，欧盟和日本已将微电网融入智能电网框架体系。

用电构成 据国际能源署统计，2010年世界电力总消费量为177382亿kW·h，其中：经济合作与发展组织34个成员国的电力消费量占51.9%，但其人口总数仅占全球人口的18.1%；人口总数占世界81.9%的非经济合作与发展组织国家，其电力消费量仅占世界电力消费总量的48.1%。

21世纪以来，世界各国用电量总体呈现上升态势，而其行业用电结构逐年变化。从表16所列2010年部分国家用电构成可以看出，美国和英国等发达国家工业用电比重持续下降，有的已接近甚至低于1/3；德国和韩国虽在40%以上，但都比20世纪90年代初期有所下降。其主要原因是：①产业结构发生明显变化；②工业内部产品结构变化，单位产值电耗高的产品比重下降；③广泛采用先进的工艺和自动化系统，用电单耗下降；④居民生活、商业及其他用电量的比重逐年增大。

表16 2010年部分国家的用电构成

国家	总用电量（亿kW·h）	用电构成（%）					
		工业	交通运输业	农业和渔业	商业、服务业	居民生活	其他
中国	41999	73.73	1.75	2.33	3.08	12.13	6.99
美国	38927	24.92	0.20	0.00	34.17	37.14	3.57
日本	10165	34.25	1.90	0.09	33.35	30.03	0.37
俄罗斯	9034	57.10	9.50	1.74	18.70	12.97	0.00
德国	5438	44.18	3.07	25.04	26.05	1.65	0.00
加拿大	4975	38.91	0.76	1.89	28.86	29.57	0.00
法国	4718	30.76	2.66	0.75	30.83	34.44	0.57
英国	3369	33.57	1.16	1.19	28.85	35.23	0.00
意大利	3099	44.67	3.44	1.81	27.63	22.44	0.00
韩国	4585	51.74	0.48	2.19	32.22	13.37	0.00

注：中国“交通运输业”用电量中含“邮电通信”用电量。
资料来源：国际能源署《电信息2012》。

人均用电量 反映一个国家用电水平的一个重要指标。工业发达国家与发展中国家的人均用电量存在着很大差距。2010年，世界人均用电量为2892kW·h，1990～2010年年均增长1.8%。其中，加拿大的人均用电量最高，达15145kW·h；美国人均用电量达13361kW·h；韩国、德国、日本的人均用电量均超过7000kW·h；印度的人均用电量仅为644kW·h；中国人均用电量为3140kW·h，已超过世界平均水平，但仅为部分发达国家的1/4～1/5。表17为1990～2010年世界及部分国家人均用电量。

表17 1990～2010年世界及部分国家人均用电量（kW·h）

年份	1990	2000	2005	2010
世界	2063	2326	2589	2892
加拿大	16168	17037	17322	15145
美国	11691	13659	13636	13361
日本	6482	7970	8201	8399
德国	6646	6637	7114	7217
俄罗斯		5198	5783	6460
印度	280	402	476	644
巴西	1471	1894	2009	2384
中国	540	1067	1906	3140

资料来源：《世界能源统计关键指标2012》；中国电力企业联合会历年统计资料。

电能占终端能源消费的比重 衡量一个国家电气化程度的重要指标。2010年世界主要电力消费大国中，日本电能占终端能源消费比重最高，达26.55%；中国为21.26%，高于印度、巴西和俄罗斯。表18为1990～2010年世界及部分国家电能占终端能源消费比重。

表 18　1990～2010 年世界及部分国家电能占终端能源消费比重（%）

年　份	1990	2000	2005	2010
世　界	13.24	15.45	16.41	17.70
美　国	17.51	19.46	20.30	21.80
日　本	21.47	23.51	24.26	26.55
德　国	16.24	17.92	18.46	20.06
俄罗斯		12.44	13.44	14.02
印　度	7.25	9.97	11.45	13.36
巴　西	16.20	17.76	17.91	17.88
中　国	9.05	17.89	19.22	21.26

资料来源：国际能源署历年《电信息》；中国电力企业联合会历年统计资料。

主要技术经济指标　包括发（供）电煤耗、厂用电率、发电设备利用小时、线损率等。

发（供）电煤耗　火力发电厂发出 1kW·h 电能消耗的标准煤量为发电煤耗，扣除厂用电后的净发电煤耗称为供电煤耗。随着技术的进步，世界发（供）电煤耗总体呈下降趋势。一个国家火电厂发（供）电煤耗的高低主要受火电结构和电厂运营管理水平的影响，由于天然气发电的热效率高于煤电和油电，因此天然气发电比重高的国家火电的发电煤耗一般低于以煤电、油电为主的国家。日本、德国发电煤耗相对较低。中国由于“十一五”期间（2006～2010 年）实施了发展大机组、关停小火电等政策，发电煤耗快速下降，1990～2010 年发电煤耗下降了 20.4%。表 19 为 1980～2010 年世界部分国家发（供）电煤耗情况。

表 19　1980～2010 年世界部分国家发（供）电煤耗 [g/(kW·h)]

年　份	1980	1990	2000	2005	2010
美　国	378	343	369	359	
日　本	337	331	316	300	303
德　国	320	309	309	295	290
俄罗斯			341	333	338
印　度	455	491	614		
巴　西		439	384		
中　国	448	392	363	343	312

注：美国、俄罗斯为全国供电煤耗；印度、巴西、中国为全国发电煤耗，德国为煤电发电煤耗；日本 2000 年及以前为 9 大电力公司供电煤耗，之后为 10 大电力公司发电煤耗。

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

厂用电率　发电厂直接用于发电生产过程的自用电量占全部发电量的百分比。世界主要国家的厂用电率总体呈现下降趋势。水电比重大且煤电比重低的巴西厂用电率较低，2010 年为 3.64%。日本因火电装备技术先进、运行管理水平较高，且煤电比重相对较低（约占 27%），厂用电率仅为 3.79%。煤电比重较高的国家如印度、德国厂用电率相对较高，分别为 6.41% 和 5.82%。中国厂用电率为 5.43%，已接近世界先进水平。表 20 为 1990～2010 年世界部分国家发电厂厂用电率。

表 20　1990～2010 年世界部分国家发电厂厂用电率（%）

年　份	1990	2000	2005	2010
美　国	5.86	5.82	4.81	5.05
日　本	5.82	3.71	3.90	3.79
德　国	7.53	6.62	6.28	5.82
俄罗斯		7.45	6.89	6.00
印　度		7.08	6.87	6.41
巴　西	4.97	4.99	5.67	3.64
中　国	6.90	6.28	5.87	5.43

资料来源：国际能源署历年《电信息》；中国电力企业联合会历年统计资料。

发电设备利用小时　体现发电资产利用率的重要指标。1990 年以来，世界发电设备平均利用小时为 4225～4494h。发电设备平均利用小时主要受电源结构和供需平衡状况影响。日本和美国发电设备平均利用小时相对较低，2010 年分别为 3899h 和 4206h。德国等国家由于风能、太阳能等波动性新能源大量接入，2005 年以来，发电设备平均利用小时持续降低。2010 年，中国发电设备利用小时为 4650h。表 21 为 1990～2010 年世界及部分国家发电设备平均利用小时。

表 21　1990～2010 年世界及部分国家发电设备平均利用小时（h）

年　份	1990	2000	2005	2010
世　界	4269	4494	4449	4225
美　国	4107	4744	4018	4206
日　本	4402	4198	3960	3899
德　国	4535	4754	4963	4007
俄罗斯		4125	4088	4635
印　度	3875	4762	4785	4622
巴　西	4200	4739	4325	4589
中　国	5041	4517	5425	4650

资料来源：国网能源研究院历年《国际能源与电力统计手册》；中国电力企业联合会 2010 年统计资料。

线损率　电网中损耗的电能与向电网供应的电能的百分比。与电力系统结构、技术、管理密切相关。印度、巴西、俄罗斯线损率较高，2010 年分别为 19.92%、15.58% 和 10.28%。德国和日本线损较低，分别为 4.22% 和 4.63%。中国电网建设快速发展，随着电网建设、运行和管理水平的快速提升，线损率持续下降，从 1990 年的 8.06% 持续降低至 2010 年的 6.53%。表 22 为 1990～2010 年世界部分国家线损率。

表 22　1990～2010 年世界部分国家线损率（%）

年　份	1990	2000	2005	2010
美　国	9.26	6.00	6.60	6.28
日　本	4.12	4.67	4.84	4.63
德　国	4.66	4.75	5.18	4.22
俄罗斯		11.76	11.97	10.28
印　度	21.00	29.68	24.95	19.92
巴　西	12.71	16.25	15.13	15.58
中　国	8.06	7.70	7.21	6.53

资料来源：国网能源研究院历年《国际能源与电力统计》；中国电力企业联合会历年统计资料。

管理体制的变革 随着电力工业的发展，世界各国电力企业的经营管理模式也在发展和变化。由于电力的特殊性，电力工业作为国民经济和社会发展的重要基础产业在世界各国曾经长期采用发电、输电、配电和售电垂直一体化自然垄断经营。20世纪80年代以来，为了提高电力工业的营运效率和改善供电服务，世界电力工业开始兴起市场化改革的浪潮。90年代初，英国进行了企业民营化，实行发、输、配电分离，发电环节实行竞争，输配电环节实行价格管制和统一经营，售电市场逐步开放的电力体制改革。90年代中期，澳大利亚（见澳大利亚电力工业）、南美和北欧一些国家以及美国部分州也相继进行了以发、输电分离，发电领域引入竞争机制，开放电网，建立电力市场等为内容的改革。

中国电力工业于2002年也开始了实行厂网分开、政企分离的电力市场改革，2002年底国家电力公司改组为两大电网公司、五大发电集团和四家电力辅业集团。2003年成立国家电力监管委员会，2008年成立国家能源局，2013年初将两机构合并，形成新的国家能源局。

电力工业市场化改革的模式及有效性至今并没有得到普遍和一致的认可，甚至还存在不少争议。在一些国际和地区电力市场改革中甚至出现了缺电和供电服务质量下降等问题，2001年美国加利福尼亚州电力危机集中反映了这些问题。由于这些原因，世界范围内电力市场改革并没有像预期那样迅速和有效地进行。一些国家甚至出现反复。如俄罗斯，2008年7月1日，以俄罗斯统一电力股份公司正式宣告停止运营为标志，启动了俄罗斯电力体制改革，其主要内容包括：实行厂网分开，出售非核发电厂，将发电资产重组为7个跨区域电力公司和14个地区性电力公司；强调政府的控制，分别组建输电公司和配电公司，联邦电网公司下设7个跨区输电子公司，组建12个区域性配电公司；因地制宜，组建多种形式的供电主体等。2013年，俄罗斯重新将联邦电网公司和跨区配电公司合并，成立了集输配电业务于一体的俄罗斯电网股份公司。

Shijie Hedian Yunyingzhe Xiehui

世界核电运营者协会

（World Association of Nuclear Operators，WANO） 成立于1989年5月，是由全球商业运营核电企业组成的非营利性国际组织。总部设在英国伦敦，并在莫斯科、亚特兰大、东京和巴黎设有地区协调中心和业务中心。中国国家核电技术有限公司、中国广核集团有限公司、中国电力投资集团公司、中国华能集团公司先后加入了该协会。协会每两年召开一次双年度大会。第一届大会于1911年在美国亚特兰大召开，第11届大会于2011年在中国深圳召开。



世界核电运营者协会标志

宗旨 通过全球核电企业间的相互支持、信息交流和最佳实践的共享，共同对核电机组性能进行评估、对标和改善，最大限度地提升核电厂的安全性和可靠性。

机构 设有理事会、地区协调中心和地区业务中心。理事会负责制定政策，管理协会活动；地区协调中心接受理事会的领导，主要职责是协调和帮助地区业务中心完成协会使命。

活动 制定国际通用的性能指标，进行统一管理与协调，加强核电技术、经验和事故情报的交流，不断提高世界核电厂的安全可靠性。实现这一目标的手段包括同行审查、技术支持，以及建立有关核电运营经验的全球性信息库。

语言 英语。

出版物 《世界核电运营者协会内情》（每年三期）、《世界核电运营者协会评论》（两年一期）、《年终聚焦（年度报告）》、《性能指标（年度报告）》等。

Shijie Nengyuan Lishihui

世界能源理事会

（World Energy Council，WEC） 一个综合性的国际能源民间学术组织。成立于1924年，原名世界动力会议，1968年更名为世界能源会议，1990年更为现名。总部设在英国伦敦，截至2012年有93个国家和地区委员会。



世界能源理事会标志

宗旨 促进能源可持续发展及最有效地和平利用所有能源；探讨能源与环境、社会、经济，节能和能源有效利用，以及各种能源间的相互关系；搜集和发表各种能源及其利用方面的统计数据；召开能源及经济方面的各种会议。

机构 执行理事会由所有成员国委员会的代表组成，负责处理重要事务。下设行政委员会、计划委员会、研究委员会3个常设委员会。由执行理事会选举产生一位理事长、一位主席和三位副主席，每届任期为3年。1985年中国成为执行理事会成员。

活动 每3年召开一次大会。会期通常为4个工作日。出席大会的代表为世界能源及相关学科的著名人士，多达5000余人。这些会议是世界能源界最重要的能源研讨会，会议结论成为世界能源界决策的依据。第21届世界能源大会于2010年在加拿大的蒙特利尔召开。

出版物 《世界能源资源调查》《能源术语词典》《2050年能源展望》《世界各国能源数据简编》《能源数据库》。

Shijie Fengneng Xiehui

世界风能协会

（World Wind Energy Association，GWEC） 一个非营利性的国际风能组织。于2001年7月在丹麦首都哥本哈根成立，总部位于德国波恩。成员来自95个国家。2002年，经中国科学技术协会和科学技术部批准，中国风能协会代表中国加入世界风能协会。

主要工作 为成员提供交流的平台；促进技术转让；影响各国政府及国际组织风能政策的制定；组织召开国际会议，举办可再生能源展览；发布《世界风能年度报告》，内容包括世界风能的最新发展、政策、行业趋势、融资、电网接入、海上风电、小规模风电、教育及培训等。



世界风能协会标志

宗旨　提供信息交流平台，促进风能技术在全球的广泛应用。

机构　设有主席、副主席、财务主管、秘书长、公共关系和市场部、出版物和成员管理部等。

活动　召开年度世界风能大会，同时举办可再生能源展览。第一届世界风能大会及展览于2002年在德国柏林召开，第11届大会于2012年在德国波恩召开。

语言　英语。

出版物　《世界风能年度报告》。

shigu

事故　(accident)　造成人员死亡、疾病、伤害，经济损失，环境污染，或者社会影响的意外事件。事故是一种动态事件，它开始于危险的激化，是一连串原因事件按一定逻辑顺序互为因果依次发生导致的。事故具有普遍性、随机性、必然性、因果性、突变性、潜伏性、危害性、可预防性等特性。

事故的分类有多种。按事故的属性，可分为生产事故和非生产事故；按受伤害者的伤害程度，可分为轻伤、重伤、死亡事故3类；按事故的致害原因，可分为物体打击事故、车辆伤害事故、机械伤害事故、起重伤害事故、触电事故、淹溺事故、灼烫事故、火灾事故、高处坠落事故、坍塌事故、冒顶片帮事故、透水事故、放炮事故、火药爆炸事故、瓦斯爆炸事故、锅炉爆炸事故、容器爆炸事故、其他爆炸事故、中毒和窒息事故及其他伤害事故等20类；按事故发生的行业，可分为建筑工程事故、交通事故、工业事故、农业事故、林业事故、渔业事故、商贸服务业事故、教育安全事故、医药卫生安全事故、食品安全事故、电力事故、矿业安全事故、信息安全事故、核安全事故等；按事故的严重程度，可分为特别重大事故、重大事故、较大事故、一般事故4类。

参考书目

景国勋，杨玉中．安全管理学．北京：中国劳动社会保障出版社，2012.

shigu guanli

事故管理　(accident disposal)　事故发生后针对事故处理、预防所做的一系列工作。事故管理的主要目的是找出事故发生的原因，总结事故发生的教训和规律，提出有针对性的措施，防止类似事故的重复发生。事故管理的基本内容包括事故报告，事故调查、分析与处理，安全考核，事故统计和档案管理等，是企业安全管理的一项重要工作。

事故报告　事故发生后，事故现场有关人员应当立即向本单位现场负责人报告。事故单位有关人员接到报告后，应当立即向单位负责人报告。事故单位负责人接到报告后，应当依据事故级别或预计事故级别于规定时间内向上级主管单位、事故发生地县级以上安全监督管理部门报告；影响热力供应、大坝安全或造成供电用户停电的，同时还应当向其主管部门报告。特殊区域以及境外的工程、项目发生较大以上人身事故的，事故报告另有规定的从其规定。

事故调查、分析与处理　包括：①现场处理。抢救伤员、保护现场。②成立事故调查组。根据《生产安全事故报告和调查处理条例》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》中的事故调查分工，成立事故调查组。③收集原始资料。主要包括事故现场值班、作业人员和其他有关人员提供的现场情况；有关的工作日志、工作票（见工作票制度）、操作票（见操作票制度）、电力调度数据、发电机组运行数据和输变电设备运行数据等资料；有关运行、检修、试验、验收记录文件和事故发生时的录音、故障录波图、现场监控录像等。④事故调查。人身事故调查内容主要包括：伤亡人员和有关人员的基本情况；事故发生前的工作内容、开始时间、许可情况、作业程序、监护、作业时的行为及位置、事故发生的经过、现场救护情况；事故场所周围的环境情况、工作面状况以及工作环境中有毒、有害物质和易燃易爆物取样分析记录等；安全防护设施和劳动防护用品的使用情况。设备和电力安全事故调查内容主要包括：查明事故发生的时间、地点、气象情况；事故发生前设备和系统的运行情况；事故发生经过、扩大及处理情况；事故有关的仪表、自动控制装置、保护装置动作情况；有关设备的订货合同、大小修情况以及设计、制造、施工安装、调试、运行、检修等质量方面存在的问题；事故涉及设备的损坏程度、经济损失、损失电量、减供负荷等情况；现场规程制度是否健全，企业管理、安全生产责任制和技术培训等方面是否存在问题。⑤事故分析与处理。根据调查情况，分析、明确事故发生、扩大的直接和间接原因；确定事故的直接责任者和领导责任者，主要、次要责任者和事故扩大的责任者以及处理意见；制定防止同类事故发生、扩大的组织措施和技术措施。⑥事故性质认定。⑦编写事故调查报告。

安全考核　按照事故调查报告的批复，对有关的责任单位、部门、负有事故责任的人员进行处理。

事故统计　按上级单位有关安全信息报送要求统计、报送事故信息。

档案管理　事故处理结束后，负责事故处理的单位或部门，应在规定时间内向单位档案管理部门移交事故档案资料，并向上级单位报备。归档资料主要包括事故报告、调查报告、批复文件；调查组成立的文件；现场仪表装置的打印记录、照片、录像带、技术鉴定和试验报告；人证和物证材料；直接和间接经济损失材料；事故责任者的自述材料；医疗部门对伤亡人员的诊断书；发生事故时的工艺条件、操作情况和设计资料；事故通报、简报；调查组工作简报、与事故调查有关的笔录、会议记录、文件；关于事故调查处理意见的请示、处理决定、批复；有关事故责任单位和责任人的责任追究落实情况的文件材料。

shigu pinfa qingxiang lilun

事故频发倾向理论　(accident proneness theory)　某些人在工作中更容易发生事故的系统性结论。该理论是事故致因理论之一。该理论认为，在同样的工作环境下从事同样的工作，某些人比其他人更容易发生事故，这些人即为事故频发倾向者，他们的存在会使生产中的事故增多，如果通过人的性格特点区分出这部分人而不予雇用，就可以减少安全生产事故。事故频发倾向理论于1919年由英国的M.格林伍德（M. Greenwood）和H. H.伍兹（H. H. Woods）研究发现，于1939年由法默（Farmer）和查姆勃

(Chamber)等人提出确立。根据事故频发倾向理论，员工的选择是防止事故的重要措施。1951年阿布斯和克利克的研究指出，个别人的事故率具有明显的不稳定性，对具有事故倾向的个性类型的度量界限难以测定，广泛的批评使这一理论被排除出事故致因理论的地位。该理论的缺点是过分夸大了人的性格特点在事故中的作用，专家主张仅在工种选择时参考这一理论。

shigu yinhuan

事故隐患 (accident potential) 可能导致事故发生的物的危险状态、人的不安全行为和管理上的缺陷，又称安全隐患，简称隐患。物的危险状态是指生产过程或生产区域内的物质条件（材料、工具、设备、设施、成品、半成品等）处于危险状态；人的不安全行为是指人在工作过程中的操作、指示或其他具体行为不符合安全规定；管理上的缺陷是指在开展各种生产活动中所必需的各种组织、协调等行动存在缺陷。

分级　以隐患的整改、治理和排除的难度及其影响范围为标准，可分为一般事故隐患和重大事故隐患。一般事故隐患是指危害和整改难度较小，发现后能够立即整改排除的隐患。重大事故隐患是指危害和整改难度较大，应当全部或者局部停产停业，并经过一定时间整改治理方能排除的隐患，或者因外部因素影响致使生产经营单位自身难以排除的隐患。

电力安全隐患分为重大隐患和一般隐患。重大隐患是指可能造成一般以上人身伤亡事故、电力安全事故，直接经济损失100万元以上的电力设备事故和其他对社会造成较大影响事故的隐患。重大隐患分为Ⅰ级重大隐患和Ⅱ级重大隐患。

分类　分为基础管理类和现场管理类两大类。基础管理类隐患分为资质证照类、安全生产管理机构及人员类、安全生产责任制类、安全生产管理制度类、安全操作规程类、教育培训类、安全生产管理档案类、安全生产投入类、应急管理类、特种设备基础管理类、职业卫生基础管理类、相关方基础管理类、其他基础管理类等13类。现场管理类隐患分为特种设备现场管理类、生产设备设施类、场所环境类、从业人员操作行为类、消防安全类、用电安全类、职业卫生现场安全类（见职业安全卫生）、有限空间现场安全类、辅助动力系统类、相关方现场管理类、其他现场管理类等11类。

电力安全隐患分为人身安全隐患、电力安全事故隐患、设备设施事故隐患、大坝安全隐患、安全管理隐患和其他事故隐患等6类。

事故隐患治理要求　生产经营单位是事故隐患排查、治理和防控的责任主体，必须建立健全事故隐患排查治理制度、事故隐患排查治理资金使用专项制度。对排查出的事故隐患要按照等级进行登记、建档，按照职责分工实施监控治理，定期对治理情况进行统计分析，并向当地安全监管监察部门和有关部门报送。

参考书目

崔政斌，崔佳．现代安全管理举要．北京：化学工业出版社，2011.

shigu zhiyin lilun

事故致因理论 (accident causation theory) 阐明事故发生机理的系统性结论。事故致因理论揭示事故发生的规律性，能够为事故原因的定性、定量分析，以及事故的预测预防和改进安全管理工作，从理论上提供科学的、完整的依据。事故致因理论是安全科学的主要内容之一，与安全科学一样，事故致因理论随着工业生产的发展而发展，随着人们对安全问题认识的逐渐深入而深入。事故致因理论的研究起始于20世纪初，随着科学技术和生产的发展，世界上先后出现了十几种有代表性的事故致因理论，对中国影响较大的有事故频发倾向理论、海因里希事故因果连锁理论、轨迹交叉理论、能量意外释放论、管理失误论、系统安全理论等。

参考书目

景国勋，杨玉中．安全管理学．北京：中国劳动社会保障出版社，2012.

中国就业培训技术指导中心，中国安全生产协会．安全评价师．2版．北京：中国劳动社会保障出版社，2010.

shipin huiyi xitong

视频会议系统 (video conference system) 两个或两个以上不同地方的个人或群体，通过传输线路及多媒体设备，将声音、影像及文件资料互传，进行即时互动的沟通，以实现会议目的的系统设备，又称会议电视系统。视频会议系统使得在地理上分散的用户可以通过图像、声音等多种方式进行交流沟通，是现代化远程协同办公的一种有效方式。

组成　视频会议系统由多点控制单元即视频会议服务器、会议终端、传输线路、电话接入网关等部分组成。多点控制单元（multipoint control unit，MCU）是视频会议系统的核心部分，为用户提供群组会议、多组会议的连接服务。通过多点控制单元的级联，可以满足用户大规模使用的要求。会议终端负责多媒体数据的收发、音视频的编解码，通过接入多点控制单元集中进行音视频交换。传输线路主要是使用电缆、光缆、卫星、数字微波等长途数字信道，根据视频会议的需要连接多点控制单元和会议终端组成视频会议网络。电话接入网关主要实现用户直接通过电话或手机在移动的情况下加入视频会议，增强会议系统应用的广泛性。此外，视频会议系统还具有视频双流、电子白板、多媒体播放、多画面显示、会议录制、会议管理等功能。

从实现方式上看，视频会议系统分为软件视频会议系统和硬件视频会议系统两类。软件视频会议系统基于个人计算机架构及其上运行的会议软件，主要依靠中央处理器（CPU）处理视频、音频编解码工作。其最大的特点是廉价、平台开放性好、软件集成方便。软件视频会议系统在稳定性、可靠性方面受网络带宽的限制，视频质量普遍无法超越硬件视频系统。硬件视频会议系统基于嵌入式架构，依靠数字信号处理器和嵌入式软件实现视音频处理、网络通信和其他各项会议功能。其最大的特点是性能好、可靠性高，大部分中高端视频会议系统采用硬件视频方式。

标准　国际电信联盟—电信标准局（ITU-T）制定的适用于视频会议的标准有H.320［用于综合业务数字网（ISDN）上的视频会议］、H.323（用于分组网络的桌面视频会议）、H.324（用于电话网上的视频会议）、H.310［用于异步传输模式（ATM）和宽带综合业务数字网（B-ISDN）网络上的视频会议］和H.264（高度压缩数字视频

编解码器标准)。H.320是ITU-T较早期的视频会议标准，该标准完全建立在一系列视频会议专有的技术和标准之上；H.323标准建立在通用的、开放的计算机网络通信技术基础之上。H.323系统在技术的先进性、功能的完善性、操作的方便性、系统的可扩充性及性能价格比等各方面比H.320系统具有明显的优越性，是应用最广、最通用的协议标准。H.264是先进的网络音视频编解码技术。从音视频效果方面看，视频会议系统正从标清视频会议系统向高清视频会议系统过渡和发展。

在电力行业中的应用　中国电力行业在20世纪90年代末开始建设基于H.320标准的标清视频会议系统，它是主要基于硬件设备的视频会议系统，系统主要覆盖各省级主要电力企业。2000年以来，软件视频会议系统逐渐成熟，并在电力行业陆续开始应用，应用范围普及各基层单位。随着通信网络和音/视频编解码技术的快速发展，高清视频会议系统和网真视频会议系统陆续在电力企业得到应用，系统功能更加丰富，设备操作更加简便，音/视频效果、交互体验以及双流效果都得到了大幅提升。电力系统中逐渐形成了软件视频会议系统和硬件视频会议系统、高清视频会议系统和标清视频会议系统相结合的格局。

视频会议系统在电力行业中广泛应用于各类行政会议、研讨交流会议、评审会议、在线培训、协同办公以及工程建设与仪式活动等方面。此外，基于卫星通信的应急指挥会议系统在电力工程抢修和应急处置中发挥着重要作用，进一步拓展了视频会议系统的应用范围。视频会议系统的广泛使用在减少出差、提高工作效率、节约企业经营成本方面的作用日益显著。

发展阶段　视频会议系统的发展主要经历了模拟视频会议、数字视频会议和国际统一标准的数字视频会议三个阶段。

(1) 第一代视频会议系统以模拟方式传输，占用很大的带宽，其代表有美国贝尔实验室研制的可视电话、英国电信公司的1MHz带宽黑白视频会议系统。

(2) 第二代视频会议系统采用数字信号处理技术，没有统一的技术标准，其代表有日本、美国等国形成的非标准的视频会议系统。

(3) 第三代视频会议系统规定了统一的视频输入/输出标准、算法标准、误码校验标准及一系列互通的模式转换标准，解决了不同厂商的设备互通问题。国际电信联盟(International Telecommunications Union，ITU)对于音/视频通信及其兼容性的技术进行了规范，这些基本的协议对音/视频的编码格式、用户控制模式等要件进行了相关的规定。

见视频应用系统、工业视频监控。

shipin yingyong xitong

视频应用系统　(video application system)

以视频和图像为主要处理对象，通过视频图像处理技术及网络通信技术，实现特定功能的综合性系统。视频应用系统涵盖视频会议、视频监控、视频点播、远程培训等多个应用领域。

视频会议　通过多媒体网络通信技术使处于两个或多个地点的多个用户实现“实时、可视、交互”交流的虚拟会议。通过现有的各种电气通信传输媒体，将图像、视频、语音、文字等多媒体信息分送到各个用户的终端设备上，使得在地理上分散的用户可以共聚一处，通过图像、声音等多种方式交流信息，增加与会者对会议内容的理解，如同参加在同一会场中的会议一样。(见视频会议系统)

视频监控　利用多媒体网络通信技术实现现场采集、远程传输、远程控制、实时监控、录像回放等功能，从而达到探测和监视设防区域目的的电子系统。通过遥控摄像机及其辅助设备（镜头等）观看被监视场所的情况，把被监视场所的图像内容、声音内容同步传送到监控中心，使被监视场所的情况一目了然。另外，视频监视系统可把被监视场所的图像全部或部分地记录下来，以方便日后对事件的处理提供重要依据。(见工业视频监控)

视频点播（video-on-demand，VOD）　按用户需求将视频信息通过网络发布的一种视频服务业务。根据用户需求，该业务可以选择即时播放或下载后播放这两种播放模式，从而实现暂停、快进、快退、慢速播放、慢速重播、跳到前一个/下一个镜头画面等播放操控功能。

远程培训　两个或两个以上不同地方的个人或群体，通过网络及多媒体设备，将声音、影像及文件资料互相传送，达到即时互动，以完成培训目的的系统。该系统是一种典型的图像通信系统。在通信的发送端，将图像和声音信号变成数字化信号，在接收端再将其重现为视觉、听觉可获取的信息。远程培训与电话培训相比，具有直观性强、信息量大等特点。

参考书目

张江山，鲁平．视频会议系统及其应用．北京：北京邮电大学出版社，2003.

刘富强．数字视频监控系统开发及应用．北京：机械工业出版社，2003.

shubiandian

输变电　(power transmission and transformation)

电力系统中发电厂（生产者）与配电网之间的输送电能与变换电压的总称。输电是将发电厂或发电厂群的大容量电能向消费电能区进行输送或将互联电网之间的大量电能进行互送。变电是对不同电压等级的电压进行变换以及对电能进行集中和传递。实现变电功能的场所是变电站（substation)，为保证电能质量和设备安全，在变电站中需要进行电压调整、传输功率监视以及控制。

输电与变电的形成　输变电技术是伴随着城市的发展和大工业的出现，以及发电厂远离用电负荷中心而兴起的。一部分现代大型工业建在原材料基地，而大部分大中型发电厂建在能源基地（如煤炭基地、流域上的水能资源所在地)，造成了电源远离电能消费中心的局面，使输变电技术越来越重要。

输变电的容量和距离逐步扩大，促使输电所使用的电压和所需要变换的电压不断提高，线路技术不断进步，电器制造技术不断创新，从而使输电系统与变电系统迅速发展起来，而且逐步促成了电网的互联。

电力系统早期出现以直流发电机电压直配线方式的供电，随着供电负荷的增加和供电范围的扩大，由于没有简便高效的直流变压设备，早期的直流供电方式不久即被交流输

电所代替。经历了很长一段时间，直到现代高压直流输电技术成熟和相关器件的发展，直流输电才重新成为另一种重要的输电方式，在远距离输电和电网互联中起着重要的作用。

输电与变电的功能 输电的主要功能是异地输送电能。变电的主要功能是对电压进行变换以及对电能进行集中和传递。除此之外，为保证电能质量以及设备的安全，变电功能还包括进行电压调整、潮流（电力系统节点电压和支路功率的流向及分布）监视以及控制。

输电的功能 具体有：①从水电站输送电能到电能消费的集中地区；②从火力发电厂向负荷集中地区送电，以减轻长途运输煤炭，提高输送效率；③从核电厂向主网输送电能；④从风电场大规模输送风电；⑤实现两个电网互联，以取得显著的联网效益。

变电的功能 变电是通过一定设备将电压由低等级转变为高等级（升压）或由高等级转变为低等级（降压），同时利用各种补偿优化装置改善系统稳定性、提高电能质量的过程。具体功能是按照不同的需要以不同的方式实现：①发电机电压一般在15～24kV，可利用升压过程将电压升高，将发电厂生产的电能送入更高一级电压等级的输电网中。②为了提高系统运行稳定度，将长距离输电线路分段，并在分段处添加补偿装置，提高供电能力和送电质量。③将输送的电能利用降压过程将电压降低，满足与配电系统连接的要求，将输送的电能送入配电系统。

输电与变电方式 输电主要有交流输电和直流输电两种方式。交流输电又可分为：①三相交流输电；②多相交流输电；③半波交流输电；④灵活交流输电等方式。绝大多数的交流输电工程是三相交流输电，因此，通常“交流输电”与“三相交流输电”不加区别；紧凑型交流输电、特高压交流输电也属三相交流输电。多相交流输电是指相数大于3的交流输电。半波交流输电是研究中的技术，适合于输电距离接近工频半波（50Hz为3000km）的远距离输电。灵活交流输电是基于电力电子技术和现代控制技术的交流输电新技术，其电压幅值、相位和输电线电抗可控。直流输电则可分为：①两端直流输电（又称端对端直流输电）。②多端直流输电，即可中途落点或接入电源的直流输电方式。绝大多数的直流输电工程都是两端直流输电。③电压源型直流输电，是一种以电压源型直流输电换流器、可控关断器件和脉宽调制（PWM）技术为基础的新型直流输电技术，又称柔性直流输电。这种输电方式能够瞬时实现有功和无功的独立解耦控制，能向无源网络供电，换流站间无需通信且易于构成多端直流输电系统。此外，还有交直流混联输电、背靠背直流输电等。

变电主要有交流变电和直流变电两种方式。交流变电主要通过变电站的主变压器完成相应的电压变换。直流变电主要通过直流输电系统中的直流换流站完成，由换流变压器和换流阀组成的换流装置是换流站的核心，而国内主要通过采用对应电压等级的换流阀片来提升直流电压等级。

输变电设施 输电设施包括架空输电导线、架空地线、绝缘子、金具、杆塔、电力电缆等。变电设施包括主变压器、断路器、隔离开关、接地开关、互感器、并联电容器、电抗器、避雷器、阻波器等。若干输电工程设施组成网络结构，形成输电网。输电主干线（trunk transmission lines）及其送端与受端的同一电压等级的电网，包括途中连接的同级电压电网，均属于输电网范围。对电压进行变换以及对电能集中和分配的设备和场所，属于变电范围。

输变电系统 变电站是变电系统中最重要的组成部分，是实现电压变换以及电能集中和分配功能的场所。为保证电能的质量以及设备的安全，在变电站中还需进行电压调整、潮流控制以及输配电线路和主要电气设备的保护。变电站按功能可分为输电变电站、配电变电站；按电压等级可分为中压变电站（60kV及以下）、高压变电站（110～220kV）、超高压变电站（330～765kV）和特高压变电站（1000kV及以上）；按其在电力系统中的地位可分为枢纽变电站、开关站、中间变电站、地区变电站、企业变电站和终端变电站。

输电网与变电站，有时也分别称为输电系统与变电系统。输电系统与变电系统再加上发电系统、配电系统和用电设备总称为电力系统。输电系统与变电系统均不包括发电厂，但中国习惯上泛称的地区电网，例如华北电网、东北电网、华东电网等，也包括发电厂。

输电电压 输电电压等级是随着电力系统不同发展阶段所提出的不同要求而发展起来的。不同的电压等级对应了不同的输送距离和输送容量，其电压等级的高低是根据实际的负荷需求和经济条件决定的，电压等级越高，其传输的容量越大。输电技术的不断进步以及输电电压等级的提高，使长距离、大容量输电要求得以满足。电压等级的发展是由多种因素决定的，经济性因素是重要的衡量标准。另外，由于线路走廊和环境等因素，除了电厂建设造成环境污染以及厂址选择困难外，合适的线路走廊也越来越少，提高线路输送电压是解决这些问题的有效方式。同时，超、特高压输电为资源的大范围优化提供了一种手段。

输电电压分级 交流输电电压按电压高低分类，可分为高压（HV）、超高压（EHV）和特高压（UHV）。具体的电压分级现阶段尚无统一的国际标准，各国习惯颇不一致。美国国家标准ANSI C92.2—1987规定：超高压为高于242kV但低于1000kV的系统电压；特高压为1000kV及以上的系统电压。中国将标称输电电压分为三段，与美国标准类似。交流输电电压分类如下：交流特高压（UHV）为最高运行工作电压大于1000kV的输电电压；超高压（EHV）为最高运行工作电压大于345kV且小于1000kV的输电电压（330、500、750kV）；高压（HV）为最高运行工作电压大于1000V且小于345kV的输电电压（66、110、220kV）。直流输电电压分类如下：大于等于±800kV为特高压；±400、±500、±600、±660kV为超高压；±100kV为高压。中国已有±500kV以下、±500kV、±660kV、±800kV等多个直流输电电压等级。选用输电电压的基本原则是：①技术经济上合理；②适应本系统的电压等级系列；③有利于与相邻电力系统联网；④减少降压层次。

电压等级系列 全世界110kV及以上交流电压等级系列大致可分为两种，即1000/500/220/110kV和750/330/154kV两个系列。各电压等级系列中，相邻电压等级的倍数约为2倍。世界各个国家由于经济条件、管理体制、资源分布、地理环境等不同，采用了不同的电压等级系列。例如：美国采用了765/345/138kV和500/230/115kV两种

电压等级系列；俄罗斯采用了750/330/150kV和500/230/110kV两种电压等级系列；加拿大采用了735/315/120kV和500/230/115kV两种电压等级系列；欧洲大部分国家采用400/220/110kV单电压等级系列；中国采用了750/330/110kV和1000/500/220/110kV两种电压等级系列。直流输电工程中国按±500kV/3000A、±660kV/3000A、±800kV/4500A和±1000kV/4500A 4个直流电压等级序列进行选择。

发展状况及趋势 很多国家已建成400、500kV等级的超高压输电网。美国、加拿大、巴西等国还建成765kV等级的超高压输电网。1985年，苏联建成了1150kV特高压输电工业试验工程，输电线路长度2362km。巴西建成了±600kV直流输电工程。美国、巴西等国建成了230～500kV灵活交流输电工程。

中国在20世纪70年代建成了刘家峡—关中330kV交流输电线路；1981年建成第一条平顶山—武昌500kV交流输电线路，全长595km。自20世纪80年代以来，中国的华中、东北、华北、华东电网，南方联营电网以及山东、福建、四川省网，相继建设起500kV超高压输电线路，形成了以500kV电力系统为主的局面。中国第一条大容量、远距离±500kV超高压直流输电工程已于1989年建成，它连接华中和华东两大电网，输电线路全长1045km，输送功率单极60万kW，双极120万kW。2005年开始，中国开展向家坝—上海及云南—广东2条±800kV特高压直流示范工程建设，在常规直流输电技术的基础上实现突破。2009年1月6日，中国首条晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程（见图1）正式投运，是世界上正在运行的电压等级最高、技术水平最高的输变电工程。“高压直流输电工程成套设计自主化技术开发与工程实践”荣获2011年度国家科学技术进步奖一等奖，“特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用”荣获2012年度国家科学技术进步奖特等奖（见图2）（见电力工业重大科技获奖项目）。



图1 晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程黄河大跨越（周留才 提供）

输变电技术总的发展趋势是：①发展高效的输变电技术，充分利用输变电资源，提倡绿色输电，尽可能降低线路损耗和输变电系统对环境的影响；②结合技术和经济手段，发展安全可靠、灵活开放的输变电系统和完善的电力市场交易机制，以适应区域电网互联的需要和电力行业市场化带来



国家电网报

STATE GRID NEWS



2013年1月21日

中共中央国务院举行国家科学技术奖励大会

特高压交流输电项目荣膺国家科技进步奖特等奖

●是我国电工领域在国家科技奖上获得的最高荣誉 ●代表国际高压输电最高水平



图2 特高压交流输电项目荣膺国家科技进步奖特等奖

的影响；③发展先进的变电技术以保障现代社会可靠优质的电能供应。

shubiandian huanjing baohu

输变电环境保护（environmental protection for transmission and transformation） 依据环境保护法律法规，针对输变电工程施工和运行产生的工频电场和磁场、无线电干扰、连续可听噪声及水土流失等不利影响进行控制的活动。输变电工程对环境的影响主要包括对周围电磁环境、声环境、生态环境、水土保持、水环境、景观等的影响。输变电环境保护包括输电线路环境保护和变电站环境保护。

输电线路环境保护 选择线路路径时严格执行设计标准、规程并优化设计，减少拆迁数量；输电线路原则上避开自然保护区、林区、果园及环境敏感区，尽量不跨越民房，必要时适当加高塔身、增加线路对地高度、减小输电线路走廊、采用线距较小的塔型穿越、跨越方式；采用有利于水土保持、减少占地面积和降低线下工频电场和磁场的线路杆塔型式和导线布置；按规定进行拆迁补偿和有效安置；输电线路与公路、河流交叉跨越时留有足够的净空；直流接地极针对跨步电压、土壤温升、屏蔽保护等均采取环保措施；合理选择导线截面积和相导线结构等。施工期尽量少占用施工用地、减少地貌破坏，施工完成后立即恢复；减少树木砍伐和植被破坏；有效地减少土石方开挖、建筑垃圾的产生；在丘陵、山区，塔基设计为全方位高低脚塔及高低基础，采用护坡等措施；尽量减少对当地公路和铁路交通的影响。

变电站环境保护 优化设计；采取站外护坡等水土保持措施；有效减轻施工排水对周围地表水体的污染；尽量避免夜间施工产生噪声；实施临时绿化等。避开工频电磁场、无线电干扰敏感点并满足距离要求，采取有效措施降低变电站产生的无线电干扰水平；有效降低工频电场强度；选用低噪声变压器设备，合理布置站区，设置防护距离；落实变电站站区内外的区域绿化计划；采用清污分流排水，生活污水处理达标后排放，设置事故排油池及污油排蓄系统，避免事故漏油。

中国输变电环境保护进程 20世纪70年代至80年代中期对高压输电线路的工频电场与磁场、无线电干扰水平等进行实测、理论研究和计算，对国外相关技术标准进行调

研，对暴露于工频电场、磁场的动物进行病理研究，开展输电线路与职业健康调查等。20世纪80年代中后期启动对工程的环境影响评价，开展了输变电项目中环境影响评价工作。1997年国家环境保护局颁布了《电磁辐射环境保护管理办法》；2002年国家电力公司颁布了《加强输变电建设项目环境保护工作的通知》，规范了全国输变电环保管理工作。2012年国家环境保护部发布了《关于进一步加强输变电类建设项目环境保护监督工作的通知》。

见电力工业环境保护。

shubiandian sheshi kekaoxing tongji pingjia

输变电设施可靠性统计评价 （reliability statistical evaluation for power transmission and transformation facilities） 对输变电设施的可靠性所达到的水平进行统计、分析和确认的过程。开展输变电设施可靠性统计评价是掌握输变电设施在电力系统中运行状况的主要手段：①对输变电设施是否可用进行量化描述；②对规划设计、设备制造、安装调试、生产运行、检修维护、生产管理等各环节总水平进行度量；③作为衡量输变电设施技术状况以及制定电力系统有关可靠性准则的依据。图1为呼伦贝尔—辽宁±500kV直流输电线路。



图1 呼伦贝尔—辽宁±500kV直流输电线路（呼唤 摄）

统计评价技术标准 输变电设施可靠性统计评价标准统一执行DL/T 837—2012《输变电设施可靠性评价规程》及《输变电设施可靠性评价规程实施细则》。DL/T 837—2012规定了输变电设施可靠性统计评价的范围、术语和定义、基本要求、统计设施的种类和统计单位、评价指标、统计评价报告要求等6项内容。

统计评价对象 包括变压器、电抗器、断路器（仅包括柱式断路器和罐式断路器）、电流互感器（不含附设于变压器、断路器内不作为独立设施注册的套管型电流互感器）、电压互感器（含电容式电压互感器）、隔离开关、避雷器、耦合电容器、阻波器、架空线路、电缆线路、组合电器、母线等。其中组合电器包括气体绝缘金属封闭组合电器、复合式气体绝缘金属封闭组合电器和紧凑型组合电器三种类型。统计中的变电设备既包括升压设备，也包括降压设备。

统计评价状态 新建输变电设施从移交生产之日起即纳入可靠性统计评价。其使用状态分为在可用和不可用。具体状态划分如图2所示。

统计评价指标 主要指标包括非计划停运次数、非计划停运小时、可用系数、非计划停运率、强迫停运率等。（见输变电设施可靠性指标）

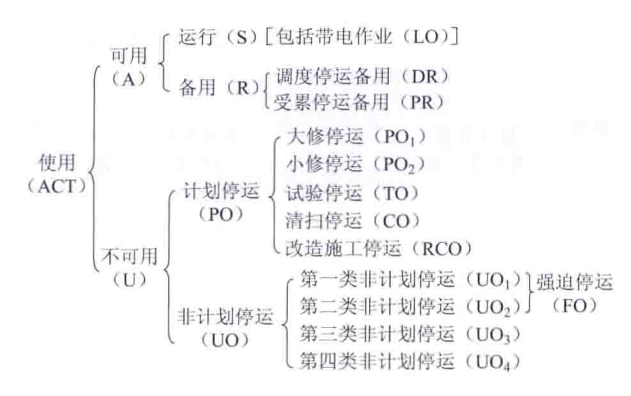


图2 输变电设施状态划分

shubiandian sheshi kekaoxing zhibiao

输变电设施可靠性指标 （reliability index of power transmission and transformation facilities） 衡量输变电设施可靠性运行水平的尺度。根据统计评价角度不同可按指标类别、按设备类别和按指标层面进行分类。①按指标类别可分为概率类指标（计划停运率、非计划停运率、强迫停运率、计划停运系数、非计划停运系数、强迫停运系数、可用系数等）、频率指标（计划停运次数、非计划停运次数、强迫停运次数、平均无故障操作次数等）、时间指标（计划停运小时、非计划停运小时、强迫停运小时、连续可用小时等）三类。②按设备类别可分为变压器等类设备（统计范围除断路器、线路类和全封闭组合电器外的所有设备）指标、断路器指标、线路类（架空线路和电缆类）指标和全封闭组合电器指标4类。③按设备层面可分为单台（如某台变压器）指标和综合指标（如某个电压范围某类设备）指标两类。

主要可靠性指标定义 输变电设施可靠性指标主要包括可用系数、运行系数、计划停运率、强迫停运率、暴露率等。

（1）可用系数（available factor，AF）

$$\text{可用系数}=\frac{\text{可用小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（2）运行系数（service factor，SF）

$$\text{运行系数}=\frac{\text{运行小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（3）计划停运率（planned outage rate，POR）

$$\text{计划停运率}=\frac{\sum \text{计划停运次数}}{\sum \text{统计台(段)年数}}\times 100\%$$

（4）强迫停运率（forced outage rate，FOR）

$$\text{强迫停运率}=\frac{\sum \text{强迫停运次数}}{\sum \text{统计台(段)年数}}\times 100\%$$

（5）暴露率（exposure rate，EXR）

$$\text{暴露率}=\frac{\text{运行小时}}{\text{可用小时}}\times 100\%$$

可靠性指标统计 中国自1993年开展输变电设施可靠性指标统计以来，已积累了大量的数据资料。2007～2012年中国主要输变电设施可靠性指标统计结果见表。

2007～2012 年中国主要输变电设施主要可靠性指标统计结果

年份	架空线路			变压器			断路器		
	统计总量（百千米·年）	强迫停运率 λ［次/(百千米·年)］	可用系数（%）	统计总量（百台·年）	强迫停运率 λ［次/(百台·年)］	可用系数（%）	统计总量（百台·年）	强迫停运率 λ［次/(百台·年)］	可用系数（%）
2007	2945.633	0.253	99.327	71.427	1.302	99.550	239.120	1.664	99.773
2008	3299.159	0.437	98.630	82.183	1.460	99.570	267.982	1.284	99.832
2009	3581.972	0.200	99.239	93.663	0.721	99.645	299.234	0.759	99.870
2010	4167.296	0.233	99.600	107.689	0.409	99.673	334.427	0.398	99.904
2011	4578.964	0.085	99.699	114.151	0.197	99.787	357.810	0.115	99.941
2012	4987.736	0.057	99.813	117.228	0.128	99.853	368.449	0.092	99.965

见输变电设施可靠性统计评价。

shudian xitong kekaoxing pinggu

输电系统可靠性评估 (reliability evaluation of power transmission systems) 对输电系统元件（设施）及其组成的网架结构的动态或静态性能，或各种性能改进措施的效果是否满足规定的可靠性准则进行分析、预测和认定的过程。输电系统可靠性评估范围包括 220kV 及以上的超高压或特高压系统，由大容量输变电设备（变压器、开关设备、输电线路、互感器、避雷器等）组成。

评估内容 根据输入的网架结构和设备可靠性参数，对系统整体可靠性指标进行计算，包括：比较运行方式和维修策略；提供设计和增强性方案的决策依据；识别系统瓶颈；分析比较可靠性成本和价值。

评估指标 包括基本概率指标（可靠度、可用率等）、频率指标（单位时间内的平均故障次数等）、时间指标（故障停电平均持续时间、某一类设施停电平均持续时间等）、能量指标（期望缺电力、期望缺电量等）。这些指标从不同角度描述了系统的可靠性性能。在实际应用过程中往往是采用多种指标来描述同一个系统，从而弥补单指标种类测度的不足，全方位透视其性能。

评估方法 对输电系统可靠性进行评估时，通常假定发电系统和配电系统均运行正常并能满足供电需要，在输电元件发生计划及非计划停运时，对输电系统满足供电需求的充裕性及安全性进行评估。充裕性可用负荷供应能力来度量（见电力系统充裕性），安全性可用输电系统对规定严重事件的承受能力来度量（见电力系统安全性）。最基本的分析方法是解析法和模拟法（蒙特卡洛模拟法等）。通常，如果元件的失效概率很小，或不考虑复杂的运行工况，解析法效果较好；如果严重事件的数量相对较大，或计及复杂运行工况时，使用蒙特卡洛模拟法更为方便。输电系统可靠性评估模型包括解析模型、网流模型、潮流模型、状态空间模型、蒙特卡洛模型等。

评估准则 输电系统可靠性评估应以相应的可靠性准则为基础。由于输电系统发展日趋庞大复杂（如含高压直流输电的大规模互联输电系统），元件数量众多，概率可靠性分析涉及指数型计算复杂性的难题，以及原始统计资料不够完备、不够充分等方面的因素，国际上仍通行用确定性准则来评价输电系统的可靠性，并在条件允许的情况下逐步采用概率性准则，用指标提供的量化信息加以补充，尽可能提高规划和运行决策的科学性。最广泛采用的确定性准则可归纳为 $N-1$ 准则、$N-2$ 准则和其他准则。

$N-1$ 准则 电力系统的 N 个元件中的任一独立元件发生故障而被切除后，应不造成其他线路过负荷而导致用户停电，不破坏系统的稳定性，不出现电压崩溃等事故。$N-1$ 准则是应用最广泛的可靠性准则。大多数国家的 $N-1$ 准则中只考虑一个网络元件故障，只有少数国家考虑发电机停运。

$N-2$ 准则 电力系统的 N 个元件中的任两个独立元件发生故障而被切除后，应不造成其他线路过负荷而导致用户停电，不破坏系统的稳定性，不出现电压崩溃等事故。两个元件可以是两个网络元件或一个网络元件和一台发电机。$N-2$ 准则没有 $N-1$ 准则应用广泛，因为两个元件同时发生故障的概率较小。

有些国家在模拟 $N-2$ 准则时检验的基本情况与 $N-1$ 准则相同，有的还考虑一些对系统有严重影响的特殊双重事件情况。例如，考虑两条主要线路相继跳闸，在采用自动低频减负荷后能否防止系统崩溃，连接电厂至系统的双回线或两条线同时跳闸的严重情况等。

其他准则 除 $N-1$ 准则、$N-2$ 准则两种主要准则外，有些国家还制订了考虑更严重情况的准则：①失去一组母线及其相应线路；②可靠性准则一般不考虑的，但发生后会造成系统重大事故的多重故障和联锁跳闸。这两种情况很难从改进网络结构方面解决，主要依靠提高运行水平和装设电力系统安全自动装置来防止系统崩溃，采取保持足够的无功设备，远方切负荷或联锁切负荷，有计划地解列、切机或快速关闭主汽门和电气制动等措施。

评估步骤 包括：①采集原始数据，如主要元件可靠性统计数据、系统负荷数据、网架结构、运行方式等（如果需要可靠性量化信息参与经济比较，则还需要主要元件的价格、运行维修费用等经济参数以及停电损失相关数据）；②建立元件失效模型；③建立负荷模型；④输电预想故障分析；⑤识别系统失效事件；⑥可靠性指标计算；⑦根据评估目标要求进行分析判断。

shupei dianjia

输配电价 (transmission and distribution price) 电网经营企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的

价格总称，又称输配电费用。输配电价分为共用网络输配电服务价格、专项服务价格和辅助服务价格。共用网络输配电服务价格指电网经营企业为接入共用网络的电力用户提供输配电和销售服务的价格；专项服务价格指电网经营企业利用专用设施为特定用户提供服务的价格；辅助服务价格指电力企业提供有偿辅助服务的价格。

定价方法　包括会计成本法和边际成本法。会计成本法根据会计核算的电网投资成本和运行成本计算。具体方法有路径法、邮票法、潮流法和距离-功率法。边际成本法根据提供输配电服务引起输配电网未来投资成本的微增变化计算。

（1）路径法。假定输配电服务中，电能按规定的路径流过，只按该路径所包含的线路及变电站成本计算输配费用。

（2）邮票法。按整个电网输送的电量或功率平均分摊整个电网的输配电成本，与输送电能距离、流入/流出节点位置无关。

（3）潮流法。计算和确定电网的简化潮流图，根据潮流分布，按各电压等级功率或电量的来源比例分摊输配电成本。

（4）距离-功率法。计算输配电网所有线路和设备的每千瓦千米成本，通过潮流计算确定某项输配电服务的实际距离，按输送电能的实际距离和功率计算费用。

定价依据　在成本加收益管理方式下，政府价格主管部门对电网经营企业的输配电业务总体收入进行监管，并以核定的准许收入为基础制定各类输配电价。准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

（1）准许成本由折旧费和运行维护费构成。折旧费以政府价格主管部门核准的有效资产中可计提折旧的固定资产原值和国务院价格主管部门制定的定价折旧率为基础核定。运行维护费原则上以电网经营企业的社会平均成本为基础核定。

（2）准许收益等于有效资产乘以加权平均资金成本。有效资产由政府价格主管部门核定，包括固定资产净值、流动资产和无形资产（包括土地使用权价值、专利和非专利技术价值）三部分，不含应当从电网经营企业分离的辅业、多种经营等资产。

（3）税金根据国家有关税收政策审核。输配电价核算涉及营业税金及附加，即反映电力企业经营主要业务应负担的营业税、消费税、城市维护建设税、资源税、土地增值税和教育税附加等。按照国家相关政策针对各税金科目予以核算。

shupeidian jieneng jishu

输配电节能技术　(energy-saving technology for power transmission and distribution)　在电力输、变、配过程中，降低输变电系统和配电系统电能损耗的方法与措施。包括输电节能技术、变压器节能技术、配电节能技术和电网经济运行技术。

输电节能技术　包括特高压输电技术、灵活交流输电技术、高压直流输电技术、柔性直流输电技术等。特高压输电技术指交流1000kV、直流±800kV及以上电压等级的输电技术。灵活交流输电技术是电力电子技术与现代控制技术结合以实现对电力系统电压、参数、相位角、功率潮流的连续调节控制，提高输电线路的输送能力和电力系统的稳定水平，降低输电损耗的技术。高压直流输电技术是一种大容量、长距离、低损耗输电技术。柔性直流输电技术是一种以可控关断器件和脉宽调制技术为基础的直流输电技术，能够快速实现有功和无功的独立控制，能向无源网络供电，能同时向系统提供有功功率和无功功率的紧急支援，在提高系统稳定性和输电能力方面优势显著，不但能促进可再生能源并网，同时其系统本身更加节能环保。

变压器节能技术　包括合理选配变压器的容量，合理选择变压器的数量和类型，提高变压器的功率因数等。

配电节能技术　包括合理使用变压器，采用无功优化技术合理进行无功补偿，提高配电网功率因数，扩大低压配电线路的载流水平，减少节点数量，降低接触电阻。

电网经济运行技术　在确保电网安全、稳定运行的前提下，根据网络结构、潮流变化、设备状况等因素使电网保持最佳经济运行状态的方式，包括合理调整运行电压、线路经济运行、变压器经济运行、无功优化补偿、提高用电负荷率、平衡配电变压器三相负荷等。合理调整运行电压是通过调整发电机端电压，或变压器分接头，或在母线上投切无功补偿设备等手段，在保证电压质量的基础上适度调整运行电压。线路经济运行主要包括采用经济电流密度运行、增加并列线路运行和环网开环运行。变压器经济运行是在传输电量相同的条件下，通过择优选取最佳运行方式和调整负荷，使变压器电能损失最低的运行方式，包括变电站变压器经济运行和配电变压器经济运行。提高用电负荷率的主要措施是调整负荷曲线、均衡用电、有序用电。无功优化是通过调整无功潮流的分布，降低网络的有功功率损耗，并保持最好的电压水平。无功优化补偿一般有变电站无功负荷的最优补偿、配电线路的最优补偿以及配电变压器低压侧的最优补偿。在受电端安装无功补偿装置，可减少负荷的无功功率损耗，提高功率因数，提高电气设备的有功出力。图为龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置。



龙泉驿500kV变电站静止无功补偿装置工程

参考书目

李顺宗．输变电系统节能技术．北京：中国电力出版社，2008.

李顺宗．配电系统节能技术．北京：中国电力出版社，2008.

胡景生．变压器能效与节电技术．北京：机械工业出版社，2008.

shupeidian shebei jianxiu guanli

输配电设备检修管理 (maintenance management of power transmition and distribution equipment) 为保持或恢复输配电设备的性能而进行的设备状态监测、维护、检修等活动，是输配电系统运行管理的重要组成部分。一次设备检修项目一般分为大修、小修、预试和临时性检修；二次设备检修项目一般分为全检和部检。①按正常检修周期，在变电设备正常运行一定时间后，或由于技术改进需要等因素影响设备出力时，在没有严重缺陷的情况下，进行检修。②设备在运行中出现严重缺陷，影响电网安全运行或设备发生故障后，必须对设备进行临时性检修。由于设备检修大部分要涉及停电，为了提高供电可靠性，应尽量减少停电次数和时间，在实际设备检修计划的制订与实施中，要将某一设备单元内的设备尽量安排在同一时间内检修。包括检修计划、检修状态评价、检修成本控制、检修类别等内容。

检修计划 一般按检修类别可分为年度检修计划和月度检修计划。流程为：班组记录设备运行情况及有关缺陷→检修工区汇总→上报供电企业生产管理部门制订初步计划→供电企业生产管理部门审核→生产人员、调度人员讨论计划→下达执行调度运行专工安排计划。

检修状态评价 主要包括设备信息收集和设备状态评价两部分。设备信息收集是指收集设备制造、投运、维护、检修及试验等全过程信息。设备信息包括预防性试验、不良运行工况记录、缺陷记录、检修记录、质量记录和在线监测信息等。供电企业设备信息收集一般由班组和工区负责完成，运行资料积累应至少有连续两个预试周期，以防止偶然事件影响评价结果。设备状态评价依据相关标准进行。

检修工期优化 在传统检修模式下，主要电气设备检修已形成了相对稳定的工期定额和流程，但这些工期定额往往留有较大的裕度，且现代施工机械的配置和检修技术已有较大的改进，因此应运用项目管理的有关理论，分析原有检修工期流程的冗余环节，有效控制关键点，实现减少检修时间和“修必修好”的目标。

检修成本控制 包括优化检修材料购置、优化检修机械配置和优化检修成本使用三方面内容。

(1) 优化检修材料购置。检修材料以年度检修计划为依据进行购置，分必备材料和应急材料两类。必备材料是根据具体项目的检修工艺要求必须更换或使用的材料，包括设备主要零部件和消耗性辅助材料。应急材料是为了防止检修过程中突然发现部件损坏而配置的材料。由于部件损坏的不可预见性，应急材料要慎重考虑备用问题。如果自备，可以考虑与事故备品相结合和同一型号设备类型配置。大型备品备件可以同供货方确定协议性库存，达到优化应急材料配置的目的。

(2) 优化检修机械配置。供电企业设备检修不仅要配备专用、公用和个人工具，而且还要根据检修设备的特点配备吊车、绝缘车、试验车及真空滤油机等大型机械与器具。专用工具、公用工具、个人工具配备应当按传统配置要求充分满足现场使用。大型机械配置应当按检修范围的设备等级进行配备，如吊车的吨位等。如果本单位大型设备较少、检修频率较低，也可以考虑采用临时租用方式。特别是在开展区域化检修管理后，可以同步考虑多个供电企业共用大型机械设备，达到优化大型机械与器具配置的目的。

(3) 优化检修成本使用。检修计划、检修工期、检修资源优化后，将节约大量的检修成本。节约的成本应将重点转移到全寿命周期设备评价（见设备全寿命周期管理）过程中。①增加运行管理投入，加强设备巡视，确保运行数据资料统计真实可靠；②增加现场检测试验投入，加强设备检测、试验，做好在线检测系统维护和离线检测设备维护，为设备状态评价提供准确参数；③增加设备状态评价投入，为设备状态评价软件系统维护和数据录入提供必要的费用支出，为评价体系组织机构开展活动提供费用支持。

检修类别 大体上可分为事后检修、计划检修和状态检修三个类型。

(1) 事后检修。设备发生故障后或设备（部件）性能降低到合格水平以下时安排的检修。20 世纪初，世界各国大都采用这种检修方式，它只能恢复设备的性能，不能预防设备故障的发生。输变电设备的事故检修属于这种类型，主要是处理已发生事故的设备或系统的故障、缺陷，使设备或系统尽早恢复正常运行，带有抢修的性质。

(2) 计划检修。为防止设备性能劣化或可用系数的下降，根据设备使用寿命、缺陷程度和发生故障的规律，结合生产任务而预先安排的检修，属于预防性检修。计划检修的优点是：①有利于防止设备严重损坏，提高设备可用系数，降低设备故障停用损失；②可以加强电力生产计划性，有利于本地区电力和燃料的统一调度；③有利于合理利用检修资源和推行专业化集中检修。随着科学技术的进步和输配电设备运行监测手段的日趋完善，有条件的企业已在长期积累经验的基础上，通过开展设备诊断和状态监测分析，使检修项目的确定和检修间隔的延长更为科学、合理。

(3) 状态检修。根据设备状态监测和设备诊断技术提供的信息，在设备发生故障前安排的检修，又称预知检修，也属于预防性检修。检修项目和时间取决于对设备故障概率的统计和分析。其主要特点是利用各种测试手段（包括常规的在线监测）和在线诊断等技术，对运行中的设备实际状态、变化趋势和规律进行科学预测和评估，做出是否需要检修的决定。采用状态检修可以防止因检修不及时而导致的突发故障和避免不必要检修造成的浪费，是输配电设备检修的发展方向。

shupeidian xitong yunxing guanli

输配电系统运行管理 (operation management of power transmition and distribution system) 通过输配电设备，把发电厂生产的电能充足、合格、可靠、价格合理地输送给用户的工作。其主要任务是提高设备可用率和供电可靠性，保证合格的供电质量，保障人身和设备安全，降低线损。输配电系统的特点是：①分散性。中国多数供电企业管理 10kV 及以上电压线路数千千米及变电设备容量在几百万至上千万千伏安，输配电设施分布在广阔地域上，连接成网络，维护检修作业极其分散，管理难度大。②服务性。输配电系统是连接电源和用户的纽带，既要保证各类用户的

用电需要，又要确保将发电厂生产的电能经济可靠地输送出去，其布局和发展以电源位置和用户需要为转移。③安全关联性。大电网虽可以做到局部的一机、一变、一厂、一站、一线故障不影响用户用电，但若超高压主干线路或枢纽变电站发生故障，仍可能造成局部地区或大面积停电事故，甚至造成电网稳定破坏或瓦解。配电网络的完善与管理也直接影响广大终端用户的可靠供电。输配电系统运行管理包括输电线路运行管理、变电站运行管理、配电系统运行管理、检修管理和技术管理。

输电线路运行管理 主要包括巡线、防护区域清障、定期监测与事故预防、线路器具和设备的管理。

巡线 对输电线路的巡视检测。在正常情况下，按一定周期巡线；遇灾害天气、洪水、系统运行方式发生重大变化及个别地区导线舞动等特殊情况时，还要进行特殊的巡线（称为特巡）；必要时，不定期地对线路大负荷运行工况进行夜巡。为查找事故的巡线，称为事故巡线。巡线的项目在规程中有明确规定。巡线的主要目的是判明设备状况、缺陷严重程度及防护区域内的障碍物等情况。图为同塔多回输电线路。



同塔多回输电线路

防护区域清障 输电线路的防护区域为导线边线向两侧延伸一定距离形成的两平行线内的区域。在城镇人口密集地区，防护区域可以缩小，但导线在最大风偏情况下与建筑物之间，以及最大弧垂情况下与跨越物之间要保持一定的安全距离。防护区域内不得堆放易燃易爆物品，不得烧窑烧荒，不得随意兴建建筑物，不得种植竹子等生长快、容易超高的植物，要及时清除违反规定存在的障碍物。

定期监测与事故预防 对线路重要部位进行周期性检测，如：定期检测零值绝缘子；在高温或大负荷情况下检测导线交跨距离；对导线、跳线连接点进行远红外测温；在雷雨季节到来前对杆塔进行接地电阻测量；定期定点取样，对绝缘子进行等值附盐密度测量，以指导污区等级修改和绝缘子清扫等。中国电力企业根据多年实际工作经验，总结出“春季防风，夏季防雷、防洪，冬季防寒、防冻、防污闪，全年防鸟害”的生产规律，进行季节性事故预防。

线路器具和设备的管理 由线路运行单位对线路杆塔、导线、绝缘子、金具、接地线及备品配件等加以管理，并实行设备评级。根据巡线发现的设备缺陷严重程度，确定处理方式，并做好情况记录和资料归档。

变电站运行管理 变电站是电网的主要组成部分之一，具有变换电压和变换电网运行方式，实施安全、优质及经济分配电力等功能。变电站运行管理的主要内容包括运行监控和设备管理。

运行监控 变电站分有人监控和无人监控两种运行方式。随着变电站远方监控计算机系统的普及，大部分 110kV 及以下和少量 220kV 终端变电站，已从有人监控发展到无人监控，220kV 及以上变电站仍为有人监控。变电站实施无人监控后，应按电网结构和变电站之间的距离划分成立若干个监控中心站和操作站，每站管理 5～10 个变电站。监控中心站和操作站可设在调度所、工区或某个变电站内，也可独立分开设置。监控中心站负责运行监控和执行调度遥控、遥调的操作，操作站负责现场倒闸操作、设备巡视、维护及验收等。有人监控变电站一般设值班长、值班员，实行岗位责任制，严格按运行规程进行设备的监控，定期进行运行分析。

设备管理 主要包括：利用计算机管理系统管理工作票、操作票，防止一次设备误操作；各种运行记录和信息（包括运行日志、设备缺陷、交接巡视、电能平衡及设备状况等）的登录、查询、统计及分析；仿真培训；为保证备用设备在系统发生故障时能正常投入运行，定期由运行人员对设备进行切换试验；对检修竣工的设备按职责验收，做好设备评级工作。

配电系统运行管理 除与输电线路相同的正常运行管理外，主要还包括配电线路及电缆维护管理、配电变压器运行管理、配电所运行管理及配电综合自动化管理等。

配电线路及电缆维护管理 结合每年的定期安全检查，对线路的导线弛度、拉线、杆塔强度、金具、绝缘子及线路其他设备进行测试。配电电缆主要是防腐、绝缘保护试验、故障测寻及附属设施的维护。做好各种缺陷记录，建立运行数据档案，用来指导生产，防止发生事故。

配电变压器运行管理 除配电变压器的绝缘和大、小修管理外，还要通过夏、冬两季定期测试配电变压器的电压和负荷调整台区范围，进行负荷分配和电压调整。

配电所运行管理 包括一、二次设备的运行管理、试验、调度及倒闸操作处理，同时对小型配电所及箱式变电站落实配电变压器测试及负荷分配管理。

配电综合自动化管理 利用计算机收集、分析配电线路的信息，自动对配电网进行控制、调节和事故处理，包括配电系统用户负荷信息的集中采集、管理；配电网设备的自动分段、重合及事故处理；相应的控制设备和计算机系统的维护管理。

检修管理 包括检修周期、检修计划、检修状态评价、检修成本维护、检修类别等内容。（见输配电设备检修管理）

技术管理 包括供电可靠性管理、电压管理、线损管理、过电压与绝缘管理以及输配电地理信息系统管理。

供电可靠性管理 供电可靠性是指电网设备对用户连续供电的可靠程度。通常以用户供电可靠率（即在统计期间内，对用户有效供电时间总小时与统计期间小时的比值）表示。（见电力可靠性管理）

电压管理 包括：①管理系统中枢点电压，由调度下达电压曲线，运行中定时记录电压值，考核合格率；②管理电

压监测点电压，监测点由各单位根据规定选择并报上级审核批准，采用有效值电压监测仪进行连续监测。主要通过调节变压器有载分接开关和感性、容性无功设备提高网络电压合格率。另外，电力企业有专人对系统电源和用户中产生的谐波进行监测，并根据国家及行业有关规定进行治理。

线损管理　线损分为固定损耗、变动损耗和其他损耗三部分。固定损耗是线损中不随负荷变动的部分；变动损耗是线损中随负荷变动部分；其他损耗是指由于管理不善、窃电及其他不明因素造成的损耗。为了降低线损，可采取的措施有缩短供电半径，降低电流密度，提高和改善网络电压，提高负荷率，实行无功补偿，提高功率因数，使用低损耗设备及反窃电等。

过电压与绝缘管理　包括雷电过电压、操作过电压、谐振过电压和绝缘的管理。管理内容主要是对高压电气设备在自然条件和运行操作中可能受到的过电压情况分别进行核算，以确定不同绝缘的配置和运行方式，对高压设备的绝缘定期进行预防性试验，以保证设备状况健康。

输配电地理信息系统管理　通过地理信息系统软件对输配电基础数据进行计算机管理，形成具有空间信息（地理环境）和基础信息（输配电资料及用户资料）的分层管理基础数据库，以利于信息查询和管理。

输配电系统运行管理相关制度保障　输配电线路安全、可靠、优质、经济运行，依赖于制度保障。包括运行值班制度、运行维护管理制度、设备缺陷管理制度、技术档案管理制度、运行分析与故障统计制度的制定等。

运行值班制度　包括：①交接班制度。值班人员应按交接班制度中规定的值班方式、交接时间、交接程序及交接内容等进行交接。未办完交接手续，交班人员不得擅离工作岗位。②巡视与检查制度。电气设备在运行中的巡视可分为定期巡视、特殊巡视及登杆检查。

运行维护管理制度　线路运行维护工作必须严格遵守输配电线路运行的相关规定，坚持“安全第一，预防为主”方针，搞好线路的运行维护工作，即做好巡视、检修及反事故措施（见反事故措施计划）的实施工作。运行单位必须建立健全岗位责任制，所属（包括代管）的每条线路都应有专人负责运行维护。每条线路必须明确所属线路的运行单位，并明确划分运行维护界限。一条线路属两个及以上线路运行单位维护时，应有明确的运行分界点，不得出现空白。

设备缺陷管理制度　对在线路运行维护工作中发现的设备缺陷，必须认真做好记录，及时汇报，并根据设备缺陷的严重程度进行分类和提出相应的处理意见。对于近期不会影响线路安全运行的一般设备缺陷，应列入正常的年度、季度检修计划中安排处理。

对于在一定时期内仍然可以维持线路运行，但情况较严重并使线路处于不安全运行状况的重大设备缺陷，应在短期内消除，消除前要加强巡视。对于已使线路处于严重不安全运行状况、随时都可能导致事故发生的紧急设备缺陷，必须尽快消除或采用临时安全技术措施后尽快处理。

技术档案管理制度　运行单位应按照其运行管理范围分别存立或建立线路设备技术专档，专档形式可结合本单位的实际情况进行设计，并逐渐实现计算机存档和管理。线路新设备投运或旧设备更新后，运行单位应及时建立或更新技术专档保证资料与现场相符。

运行分析与故障统计制度　包括：①运行单位应加强线路运行分析工作。对线路运行状况、设备存在缺陷以及所发生的线路典型障碍、跳闸、事故的原因进行分析，并协助安全监察部门搞好事故调查。②运行单位应及时分析设备故障原因。搞好线路故障调查统计，掌握事故规律，积累运行经验，提高输电专业生产管理水平。

shujuku jishu

数据库技术　(database technology)　研究科学地组织和存储数据，高效地获取和处理数据的计算机辅助管理数据的方法。数据库是按照数据结构来组织、存储和管理数据的仓库。数据库技术旨在通过研究数据的结构、存储、设计、管理以及应用的基本理论和实现方法，实现对数据高效的处理、分析和理解。数据库技术是信息技术中一个重要的支撑，研究和解决计算机信息处理过程中大量数据有效地组织和存储的问题，实现了减少数据存储冗余、共享数据、保障数据安全、高效检索数据和处理数据等目的。数据库技术领域发展出数据仓库和数据挖掘等很多新概念。

数据仓库（data warehouse）　一个面向主题的、集成的、随时间变化的，但又相对稳定的主要用于决策支持的数据集合。

数据挖掘（data mining）　从存放在数据库、数据仓库或其他信息库中的大量数据中获取有效的、新颖的、潜在有用的、最终可理解的模式的特殊过程。数据库和数据仓库完成数据的收集、集成、存储和管理等工作，提供数据挖掘的基础。数据挖掘致力于对数据库和数据仓库进行知识发现，使得这些加工过的数据集合的价值充分体现出来。

发展过程　经历了人工管理阶段、文件系统和数据库系统三个阶段。

人工管理阶段　这个阶段计算机中没有支持数据管理的软件。在程序中要规定数据的逻辑结构和物理结构，数据与程序不独立。由于数据的组织面向应用，数据非但不能共享，而且重复程度也很高。

文件系统阶段　数据以文件为单位存储在外存，且由操作系统统一管理。文件的逻辑结构与物理结构脱钩，程序和数据分离，使数据与程序有了一定的独立性，同时程序也可共享以文件为单位的数据。从整体上看，文件系统是面向特定应用程序的，是无结构的，所以数据共享性、独立性差，冗余度大，管理和维护代价高。

数据库系统阶段　数据库是面向全局，以数据为中心进行组织的，具有整体结构性，能对数据进行统一控制，能为各程序共享。在数据库的支撑下，数据和程序有较高的独立性，数据冗余小，易修改、易扩充。

数据库技术的发展趋势　随着信息管理内容的不断扩展，数据库新技术层出不穷。数据库技术最新关注和研究的焦点主要集中在大数据管理、Web数据集成、数据流管理、传感器数据库技术、XML（可扩展标记语言）数据管理、网格数据管理、数据库关系系统自适应、移动数据管理、微小数据库、数据库用户界面等方向上。

shuju zhongxin

数据中心 (data center) 业务系统与数据资源进行集中、集成、共享、分析的场地、工具、流程的有机组合。其核心内容包括业务系统、数据提取转换和加载、操作型数据存储数据库、数据仓库、数据集市、商务智能等，也包括物理的运行环境（中心机房）和运行维护管理服务。数据中心是一个多维概念，从应用层面看，包括业务系统、基于数据仓库的分析系统；从数据层面看，包括操作型数据和分析型数据以及数据与数据的集成和整合流程；从基础设施层面看，包括服务器、网络、存储、设备存储和整体信息技术运行维护服务。从功能的内涵看，数据中心的作用与目的是完成各类数据资源的集中管理、集中存储、集中传输、集中交换，从而获得信息集中效益。

发展阶段划分 可分为数据存储中心阶段、数据处理中心阶段、数据应用中心阶段和数据运营服务中心阶段。

数据存储中心阶段 作为企业各类数据资源集中存储和管理的中心机房场所，包括布线、配电、空调、环境监控、消防等一整套设施。此阶段数据中心仅仅提供便捷的业务数据的集中存放和管理，对整体可用性需求较低。

数据处理中心阶段 数据规模较大，数据中心主要承担核心计算服务，开始关注计算的效率和可用性，并开始组织专门人员进行集中维护。

数据应用中心阶段 关注数据分析与挖掘、数据资源的利用，智能分析决策组件化技术及平台化技术广泛应用，承担核心计算和核心业务运营支撑，通过数据综合分析提供决策的需求成为数据中心的核心特征。

数据运营服务中心阶段 数据中心数据规模进一步扩大，服务器数量迅速增长，虚拟化技术的成熟应用和云计算技术的迅速发展使数据中心进入了新的发展阶段。数据中心资源调度智能化，数据中心承担核心运营支撑、信息资源服务、核心计算、数据存储和备份，并确保业务可持续性计划实施等。业务运营对数据中心的要求将不仅仅是支持，而是提供持续可靠的服务。在这个阶段，数据中心将发展为机构的数据运营服务中心。

发展趋势 随着信息技术架构从“以网络为核心”向“以数据为核心”转变，计算需求的不断增加，计算机价格的下降以及广域网和局域网的普及、应用，数据中心规模的扩大和功能的多样性，随之出现的问题是如何保障数据中心的可靠性以及如何降低维护管理的巨大成本。传统数据中心主要关注应用的稳定性、数据的安全性和运行的可靠性，而对资源的利用率、节能高效等问题考虑较少。未来的数据中心具有数据高度集中、数据安全与可信、数据计算虚拟化、数据访问透明、环境绿色低碳、数据管理自动化的特点。发展中的云数据中心通过虚拟化技术，一方面可以在硬件服务器上实现多个虚拟服务器，通过应用和故障隔离，提高数据中心的计算能力和可靠性；另一方面能够整合数据中心的计算资源、网络资源和存储资源，并将其动态地分配给虚拟机，实现数据中心资源的动态部署，提高资源利用率，减少能耗。

见一体化信息集成平台、数据库技术、信息灾备中心。

shuangbian jiaoyi

双边交易 (bilateral transaction) 买卖双方或其代理（如发电企业和用户）本着自愿互利原则，通过双边协商直接签订购电合同（包括交易电量及其价格等），通过交纳过网费的办法利用输配电系统，实现电力交易的方式。其交易方式包括：①典型的集中双边现货交易（包括日前交易和实时交易）。市场规则要求买卖双方同时报价，进行统一结算或者按照报价结算。②经纪人模式的双边交易方式。电力市场经纪人在市场中本身不购买或者出售电能，仅在买卖双方之间进行撮合交易。电力市场经纪人实际上是一个小规模的电力交易机构，电力经纪人撮合的交易对象可以是发电公司，也可以是电力公司。③由交易中心组织的长期合同双边谈判。长期合同谈判的双边交易是由市场参与者自主谈判、自负盈亏，在满足输电网络安全的条件下，与交易中心共同签订输电合同与双边交易合同。

优缺点 主要优点：①交易简单、灵活、实用，为买卖双方提供了自由选择的空间，有助于买卖双方根据自身需要进行灵活的交易。②买卖双方直接见面，不需要建立复杂的交易技术支持系统，技术条件要求和交易成本较低。③双边交易与集中竞价交易方式并存时，可以为买卖双方提供更多的选择，有助于促进电力市场更有效率的交易安排。

主要缺点：①一般由买卖双方通过自主协商确定交易价格，价格不透明，难以给市场新进入者以明确的价格信号。②竞争力度较小，促进各方提高效率的压力可能较小。③市场存在诚信风险，加之存在信息不对称情况，市场配置资源效率可能不是最好的。④双边交易虽然具有规避市场风险的作用，但在实际应用中，由于其非标准化，不便于再交易，较标准化的电力金融交易相比，缺乏灵活性和高效性。⑤在与集中竞价交易方式并存时，过多的双边交易可能会减少集中交易市场内的交易量与活跃度，影响集中竞价交易市场定价的准确性与代表性。

中国国内电力市场双边交易 包括跨区跨省电能双边交易模式和大用户直购电双边交易模式。

跨区跨省电能双边交易模式 跨区电能交易是指向该区域电网外的电网售电或购电的电能交易。跨省电能交易是指向该区域电网内其他省（区、市）电网售电或购电的电能交易。电能交易由国家或地方政府确定交易电价或交易电量，电网企业确定外送电厂、电价、电量。网网之间交易电量、电价由电网公司下达计划确定或网网之间协商。

大用户直购电双边交易模式 在直购电量范围以内，准入的大用户与发电企业实现供需直接见面，通过双边自主协商进行直购电交易，同时支付电网经营企业相关输电费用。双方协商确定直购电量、价格、用电负荷及时间等要素后，联合向电力调度中心与交易中心申报，通过电网安全约束审核后，大用户、发电企业、电网企业应签订相关合同（协议），并严格执行。

shuidian huanjing baohu

水电环境保护 (hydropower environmental protection) 依据环境保护法、水土保持法、水法等法律、法规和标准，预防和降低水电站开发建设及生产活动对环境影响的行为。水电开发会对天然河流的水位、流速、流量、泥沙、河

势等水文要素产生影响，水文过程又与水质，物种分布及栖息地条件，水生态系统组织、结构和功能等有着密切的关系。针对水电建设对环境的不利影响，水电环境保护可分为建设前、建设期和运行期环境保护，重在前期预防。

水电对生态环境影响　水电建设可兼顾防洪、供水、航运、拦沙、灌溉等多种水资源的开发利用，如果开发利用合理，具有显著的经济效益和环境效益。水电开发一般规模较大，使流域的自然、社会和生态环境发生改变，其影响程度与水电工程的规模、特性、地理位置等有关，如：筑坝、建库会改变天然河流水文情势，大坝抬高水位，水面扩大，土地被淹没，使原来陆地生态系统变成水生生态系统，使原有的水土保持遭到破坏；河流水文情势、水化学特征、库岸稳定、局地气候发生变化；大坝隔阻影响水生态过程等。

水电环境保护措施　水电建设前，应依据相关法规要求开展前期工作，包括严格按照流域综合规划、水电开发规划、生态环境保护规划、规划环境影响评价、水土保持等要求开展水电项目环境影响的研究、论证和评价工作，最大限度预防项目对环境的潜在负面影响。水电建设期，应严格按照相关法规要求，优化设计，减少施工期间废水、废气、废渣等污染物的产生，降低对周围环境的影响，做好移民安置工作等。水电运行期，应高度重视流域和水资源平衡工作，根据所在区域生产、生活、生态以及景观需水的要求，科学用水调水，优化运行方式，做好水土保持工作，最大限度地减轻对下游水资源利用及生态环境的不利影响。

见电力工业环境保护。

Shuidian Shuili Guihua Sheji Zongyuan

水电水利规划设计总院　(Hydropower and Water Resources Planning & Design General Institute)　简称水规总院，前身是水利水电规划设计总院。其最早的历史可追溯到1950年成立的燃料工业部水力发电工程局，1953年更名为燃料工业部水力发电建设总局；1955年改为电力工业部水力发电建设总局；1958年改为水利电力部水利水电建设总局，1969年撤销；1975年再次以水利电力部规划设计院名称成立，1979年又改为电力工业部水力发电建设总局；1982年改为水利电力部水利水电规划设计院（1987年增挂“水利电力部规划设计管理局”的牌子）；1989年改为能源部水利部水利水电规划设计总院；1995年改为电力工业部水电水利规划设计总院（电力工业部水电水利规划设计管理局）；1998年改为国家电力公司水电水利规划设计总院；2003年改为现名，为中国水电工程顾问集团公司所属事业单位；2011年改为中国电力建设集团有限公司直属单位。

水规总院在业务上接受国家能源局的指导，负责中国水电水利、风电和太阳能发电工程勘测设计前期工作技术归口管理；主要业务是为国家水电水利及风电提供规划设计服务；负责河流（河段）水电和风电规划及抽水蓄能电站选点规划组织与审查、水电站和抽水蓄能电站设计审查、在建水电项目重大设计变更审查、水电站初期蓄水和竣工前安全鉴定、水电站蓄水和枢纽工程专项及竣工验收、水电和风电建设项目安全设施竣工验收、可再生能源工程定额和造价管理、水电和风电工程设计概算编制办法和定额修编与审查、水电工程设计规程规范及技术标准修编和审查等。

水规总院负责管理可再生能源（水电、风电、潮汐能发电等）定额站、国家风电信息管理中心，以及水电、风电行业若干标准化委员会等。

水规总院职能部门分为管理和专业技术两大部分，并设有专家委员会。管理部门设有办公室、人事处、计划处、财务处、房产基建处、离退休干部管理处、机关工会等7个（职能由集团公司相关部门代为行使），专业技术部门设有规划处、环境保护处、水工处、施工处、地质处、机电处、造价处、水库处、新能源处、可再生能源定额站、安全验收办公室等11个。拥有国家能源咨询专家委员会专家1人，全国勘察设计大师1人。拥有工程档案6313卷，科技资料4000余册，科技期刊30余种。

水规总院拥有国家级科技攻关项目成果28项，部（省）级科技项目成果19项；有30个项目获国家级科技进步奖，139个项目获电力科学技术奖，123个项目获部（省）级科技进步奖；拥有发明专利113项。

水规总院与美国能源基金会合作开展包括中国风电信息中心一期、二期和可再生能源发展路线图研究；与美国国家可再生能源实验室（NREL）合作开展风电经济可开发量、太阳能经济可开发量、声雷达测风研究、风电场大规模尾流影响研究；承担中美可再生能源合作框架风能组中方组长和太阳能组中方联合组长工作。

水规总院为水利水电勘测设计标准化信息网、水利水电土石坝工程信息网、水利水电混凝土坝信息网、水利水电地下建筑物信息网、水利水电工程施工组织设计信息网、全国水利水电地下建筑物信息网、水利水电工程地质信息网、水利电力物探科技信息网、水利水电水能技术经济信息网、全国水利水电水力机械信息网、全国水利水电电工二次信息网、水利水电暖通空调信息网、水利水电环境信息网、水电工程技术经济信息网及水库经济情报网等14个专业信息网的主管单位；为中国水力发电工程学会水能规划及动能经济专业委员会、水库经济专业委员会、环境保护专业委员会、水文泥沙专业委员会、地质及勘探专业委员会、水工及水电站建筑物专业委员会、混凝土面板堆石坝专业委员会、工程造价专业委员会、电气专业委员会、水力机械专业委员会、水工金属结构专业委员会等11个专业委员会的挂靠单位。

shuidianzhan yunxing guanli

水电站运行管理　(operation management of hydropower station)　为确保水电站机电设备和水工建筑物的安全、可靠和经济运行进行的工作。运行管理是水电站安全、高效、经济运行的关键。在中国，水电站运行管理主要通过建立运行值班责任制，并严格贯彻执行“两票三制”和以技术标准为核心的规章制度，定期进行安全性大检查、设备安全性分析，使运行人员随时掌握电站生产设备的运行情况，及时发现设备缺陷和异常情况，并迅速做出判断和正确处理，根据监督管理制度对日常运行工作进行量化考评。水电站运行管理主要包括水务管理和水库调度、水工建筑物的安全监测和维护、机电设备的运行检修管理、岗位技术培训

等。图为已进行运行管理的大朝山水电站。



大朝山水电站（1993年12月开工，2000年第一台机组发电，2003年竣工。装机容量135万kW）

水务管理和水库调度 水务管理是管理雨情、水情信息和水库调度业务，负责降雨和水文预报，为水电站防洪调度、经济运行提供可靠数据，为水库调度部门和电力调度部门提供决策依据，并为水电站正确处理防洪、发电、灌溉、供水、航运及养殖等方面的关系，发挥水能综合利用和水电站综合效益提供基础。随着通信技术的不断发展，开始采用短波、超短波及卫星等技术进行水情自动测报和水库调度。

水库调度是在采取科学、合理的运行方式下，通过加强上游水文水情信息分析预报，根据不同情况灵活调度发电用水，科学、经济地制定发电机组的运行方式，充分发挥水能效率。在发电机组的汽蚀及振动区域，进行机组间负荷的合理分配和调整，提高机组设备的运行可靠性。可分为防洪调度和发电调度。在防洪调度方面，要严格遵守水库防洪调度方案，正确处理防洪与发电的关系，保障水库大坝和下游人民生命财产的安全。为了更好地发挥水库防洪和发电的综合效益，确定水库分期防洪限制水位，在不影响防洪安全的前提下，提高水库蓄满率，增加发电效益。在发电调度方面，以降低水耗、增加发电量、保障电网安全运行为目标，将系统分析论、控制论、最优化控制等新方法应用于水库调度领域。

水工建筑物的安全监测和维护 水工建筑物包括大坝，引水建筑物，泄水建筑物，输水建筑物，通航、过木和过鱼建筑物，水电站厂房等承受水作用力的建筑物。水工建筑物能否正常运行，直接影响水电站效益的发挥和下游人民生命财产的安全。水工建筑物的安全监测工作要从施工建设开始，在初次通水期和运行期要进行系统的监测，尤其是水库初次蓄水时大坝状态变化的观测记录，检查比较设计预期值及运行期监测值。大坝安全监测分为内部观测和外部观测，监测项目一般有应力、应变、变形、渗漏、扬压力、裂缝开度及气温等。

水工建筑物的维护、检修是改善水工建筑物的工作状况、提高水工建筑物的健康水平、保证水电站安全运行的重要措施。对水工建筑物的关键部位或资金投入量大的重大补强加固项目，必须开展前期研究工作。在处理混凝土裂缝、防渗工程和大坝整体加固工程中普遍采用的方法有化学灌浆、喷锚技术及预应力锚固等。

机电设备的运行检修管理 根据设备的运行情况和设备运行维护的各类台账分析，制订检修计划；根据机组实际运行状况确定检修项目，开展计划检修和状态检修。主要包括安全操作管理、技术经济管理、设备检修管理。机电设备的运行检修管理是保证水电站安全、发挥水电站经济效益的关键环节。

安全操作管理 认真执行安全工作规程、运行规程，以及工作票制度、操作票制度、交接班制度、巡回检查制度、设备定期试验和轮换制度（简称“两票三制”）等有关规程制度，定期进行安全检查、安全性评价及设备运行安全分析。

技术经济管理 在保证完成发电、调峰、调频和事故备用等任务的前提下，注意采取措施降低发电水耗和厂用电率等；定期进行机组效率试验，经常开展经济分析活动；在汽蚀、振动允许的条件下，进行机组间负荷的经济分配；对于同一条河流上多级开发的梯级水电站，实行一厂多站统一管理、统一调度；对于较大的河流，分段组织梯级电站，进行集中控制和合理调度，提高水能利用效益。

设备检修管理 设备检修是按照检修规程对机电主设备和辅助设备进行的维护、监测及修理，是保持设备状况良好和安全生产的必要条件。检修管理包括计划检修和状态检修。计划检修是以检修间隔为基础，编制检修计划，对设备进行预防性修理。状态检修是指根据状态监测和诊断技术提供的设备状态信息，评估设备的状况，在故障发生前进行检修的方式。设备检修必须坚持“预防为主、安全第一、质量第一”的方针，按照“应修必修、修必修好”的原则进行。

岗位技术培训 目的是提高水电站运行值班人员的技术素质，使其达到熟悉设备、系统和基本原理，熟悉操作和事故处理，熟悉本岗位的规程和制度，能正确地进行操作和分析运行状态，能及时地发现和排除故障，能掌握一般的维护技能等。

shuili fadian

水力发电 （hydropower） 开发河川或海洋的水能资源，将水能转换为电能的工程技术。采取集中水头和调节径流等措施，把天然水流中蕴藏的势能和动能转换为水轮机的动能，再以水轮机为原动力，推动发电机产生电能，最后经输变电设施将电能送入电力系统或直接供电给用户。水力发电有多种形式，利用河川径流水能发电的为常规水电；利用海洋潮汐能发电的为潮汐发电；利用波浪能发电的为波浪发电；利用电力系统低谷负荷时的剩余电力抽水蓄能，高峰负荷时放水发电的为抽水蓄能发电。

基本原理 水体由上游高水位，经过水轮机流向下游低水位，以其重力做功，推动水轮发电机组发出电力。机组单位时间内输出的电能称为功率，它与上下游水位差（称为水头）和单位时间流过水轮机的水体体积（称为流量）成正比

$$P=\eta\rho gQH$$

式中 P 为水力发电的功率，W；η 为引水系统、水轮机和发电机的总效率（$\eta<1.0$，对大中型水电站，一般取0.87左右）；ρ 为水的密度，kg/m^3，淡水密度取 $1000kg/m^3$；g 为重力加速度，取 $9.81m/s^2$；Q 为通过水轮机的流量，m^3/s；H

为水头，m。

特点　水力发电具有下列特点：

（1）水能是可再生能源。地球表面的水体（以海洋为主），在太阳能的作用下，蒸发成水汽升到高空，在风力推动下，部分水汽被吹向大陆，在适当条件下凝结成水滴下降，经地面汇集补给河川径流，再汇入海洋或内陆湖泊。这是一个以太阳能为动力的水文循环，周而复始，永不停息。河川径流是这一循环中的一个环节，因而水能资源不断再生。潮汐能是由月球和太阳的引力作用产生的，波浪能是由风力作用产生的，也都不断再生。利用这些可再生的水能发电，可节省火电和核电消耗的煤、油、天然气和铀等不可再生的宝贵矿产资源。

（2）水力发电是清洁的电力生产，不排放有害气体、烟尘和废渣等污染物。

（3）水力发电的效率高，常规水电站水能的利用效率在85%左右。

（4）水力发电与火力发电等不同，可同时完成一次能源开发和二次能源转换。

（5）水力发电的生产成本低廉。无须购买、运输和储存燃料；所需运行人员较少、劳动生产率较高；管理和运行简便，运行可靠性较高。

（6）水轮发电机组起停灵活，输出功率增减快、可变幅度大，是电力系统理想的调峰、调频和事故备用电源。

（7）受河川天然径流丰枯变化的影响，水电站可发电力在年内和年际间变化较大，与用户用电需要不完全适应。因此，一般水电站需建设水库调节径流，以适应电力系统负荷的需要。现代电力系统一般采用水电站、火电厂、核电厂联合供电的方式，既可弥补水力发电天然径流丰枯不均的缺点，又能合理利用丰水期水电电量，节省火电厂消耗的燃料。潮汐能和波浪能也随时间变化，宜与其他类型电站配合供电。

（8）水电站的水库可以综合利用，发挥防洪、灌溉、航运、城乡生活和工矿生产供水、养殖、旅游等效益。如安排得当，可以做到一库多用、一水多用，获得最优的综合经济效益和社会效益。

（9）部分建有较大水库的水电站，水库淹没损失较大，移民较多。大坝阻隔、水库淹没及调节径流改变了原有水文情势，对生态环境有一定影响。这些问题需妥善处理。

（10）水能资源在地域上分布不均，建坝条件较好和水库淹没损失较小的大型水电站站址往往位于远离用电中心的偏僻地区，施工条件较困难，需要建设较长的输电线路，增加了造价和输电损失。

开发原则　水力发电涉及一次能源开发、电力系统规划和运行、水资源综合利用、社会经济发展和生态环境等诸多方面，开发水电要重视以下几点：

（1）做好地区电源及水电发展规划。根据地区用电负荷发展预测、地区一次能源规划、河流规划等工作成果，考虑与其他地区可能的能源与电力交换、水力发电与其他能源发电的最佳配合、水资源综合利用以及对生态环境影响等因素，按照全系统整体效益最优原则，统筹安排地区电力系统的电源构成、联合运行方式和水电站、火电厂的建设时序。

（2）连续开发河流梯级水电站和分片集中建设水电站群，是节约投资、加快水电建设进度的有效途径。

（3）在土地淹没和移民安置允许的条件下，在河流上游修建大型水库可提高全河径流的经济利用。在地形条件许可并对水资源利用有利时，可考虑跨流域引水开发方式。

（4）水电站建设要根据具体条件因地制宜，大、中、小型并举，高、中、低水头并举，选择合理的水电站类型。在河川水能资源较缺乏地区，靠近用电中心可选择有利地点建设抽水蓄能电站，以满足电力系统调峰要求。在潮汐资源有利地区，可研究开发潮汐电站。

（5）重视水电站的环境影响，做好环境保护设计和实施。

（6）重视水库淹没损失，做好水库移民安置规划并切实实施，使居民迁移后能在新的环境中发展生产、安居乐业。

（7）严格执行基建程序，遵循规程规范要求。加强水电工程前期设计工作，科学制订工程建设方案；加强工程建设管理，严格施工质量检查与控制，保证工程质量安全。

建设规模　自1950年起，联合国对世界各国的电力发展进行统计。1950年全世界水电装机容量共计72 000MW，其中欧洲、北美洲和大洋洲占83.1%，亚洲、非洲和南美洲仅占16.9%。根据英国《国际水电与大坝》统计，2010年全世界水电装机容量超过937 324MW，其中欧洲、北美洲和大洋洲占38%，亚洲、非洲和南美洲增至62%。61年内，水电装机容量的平均年增长率为4.4%，见表1。表2列出了1950～2010年水电开发较多的国家水电装机发展情况。其中，中国、委内瑞拉、印度、巴西等国发展较快，平均年增长率达到6.9%～11.2%。中国1949年水电装机容量为362MW，居世界第20位；1990年水电装机容量为36 050MW，居世界第6位；到1995年为52 184MW，居世界第3位；2010年达到216 060MW，上升至世界第1位。61年内中国平均年增长率为11.1%，其中6个10年的年平均增长率顺序为18.9%、11%、12.7%、6.1%、7.8%和10.4%，2009～2010年为10.1%。中国水能资源居世界首位，仍有很大发展潜力。根据中国水能资源分布情况、开发条件和国民经济发展需要，中国政府提出了建设大型水电基地的构想，已规划形成十四大水电基地。

表1　世界各大洲水电装机容量发展情况

洲　别	1950年		2010年		1950～2010年平均年增长率（%）
	装机容量（MW）	占世界总量的比例（%）	装机容量（MW）	占世界总量的比例（%）	
亚　洲	8139	11.3	411 104	44	6.8
非　洲	546	0.8	24 646	3	6.6
欧　洲	32 499	45.1	177 702	19	2.9
南美洲	3422	4.8	140 926	15	6.4
北美洲	26 456	36.7	169 585	18	3.1
大洋洲	938	1.3	13 371	1	4.5
世界合计	72 000	100	>937 324	100	4.4

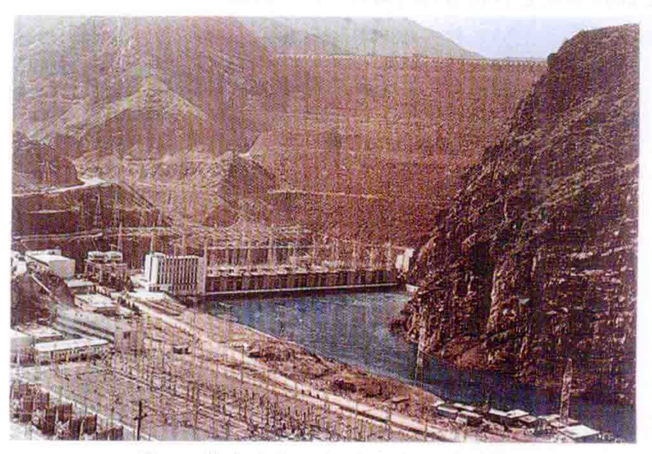
资料来源：联合国《世界能源供给（1950～1974）》、联合国《世界能源统计年鉴（1995）》、英国2011年《国际水电与大坝》杂志发布的《世界地图集》。

表 2　水电开发较多的国家水电装机容量发展情况
(按 2010 年水电装机容量大小排序)

序号	国家	装机容量 (MW)			
		1950 年	1980 年	2010 年	1950～2010 年平均年增长率 (%)
1	中　国	583	20 320	216 060	10.4
2	巴　西	1536	27 522	85 000	6.9
3	美　国	18 675	76 651	78 200	2.4
4	加拿大	7782	47 770	>75 000	3.8
5	俄罗斯	3218	52 511	46 873	4.6
6	印　度	562	11 794	35 824	7.2
7	挪　威	2902	20 012	29 973	4.0
8	日　本	6559	29 776	27 571	2.4
9	法　国	5272	19 285	21 300	2.4
10	西班牙	1711	12 828	18 559	4.1
11	意大利	7407	15 826	17 800	1.5
12	瑞　典	3230	14 859	16 200	2.7
13	委内瑞拉	70	2920	14 627	9.3
14	瑞　士	2860	11 450	12 297	2.5

注：水电装机容量中，包括常规水电站和抽水蓄能电站。
资料来源：1990 年以前的数据来源于联合国《世界能源供给 (1950～1974)》、联合国《世界能源统计年鉴 (1980、1990、1995)》，1999 年与 2010 年的数据来自英国《国际水电与大坝》杂志 2000 年与 2011 年发布的《世界地图集》。

沿革　人类很早就利用水力机械进行提水灌溉和农产品加工等生产活动。水力发电是在发电机和输电技术发明并得到实用之后才发展起来的。19 世纪 70 年代末，法国、德国、英国、美国等开始建设小型水电站，已有 130 多年的历史。随着电力系统的不断扩大，水工建设、机电设备制造和输电技术不断进步，大坝越建越高，水轮发电机组越造越大，水电站单站装机容量也迅速增大。1882 年美国建造第一座商用水电站时，其装机容量仅为 10.5kW。1941 年，美国大古力水电站一期工程装机容量就达到了 1974MW。1984 年 11 月发电的巴西和巴拉圭两国合建的伊泰普水电站装机容量为 12 600MW，是 20 世纪世界上已建的最大水电站。20 世纪世界上最高的坝为塔吉克斯坦努列克水电站大坝 (见图 1)，最大坝高 300m，于 1980 年建成。美国大古力水电站建成时，其混流式机组是当时单机容量最大的机组，容量达 700MW。中国正在建设的雅砻江锦屏一级水电站 (2013 年 9 月第一台机组投产发电)，最大坝高 305m，是世界上已建、在建的最高的混凝土双曲拱坝。


图 1　塔吉克斯坦努列克水电站大坝

中国建设水电站起步较晚。1905 年台湾省建龟山水电站，装机容量 600kW。1912 年云南省建石龙坝水电站，仅装有 2 台容量为 240kW 的混流式水轮发电机组，见图 2。1949 年以前，除丰满水电站 (设计规模 563MW) 和水丰水电站 (设计规模 630MW) 装机容量较大外，其他水电站规模均甚小。1949 年以后，中国进行大规模经济建设，水力发电事业有了长足发展，筑坝技术和机电设备制造技术有了很大提高。1981 年 7 月发电的葛洲坝水电站，装机容量 2715MW，装有转轮直径为 11.3m 的轴流转桨式水轮机，是世界上直径最大的水轮机。1998 年 8 月发电的二滩水电站，装机容量 3300MW，混流式水轮发电机组单机容量 550MW，混凝土双曲拱坝最大坝高 240m。长江三峡水利枢纽主体工程于 1994 年 12 月正式开工，2003 年第一批机组发电，2009 年全部建成发电，电站装机容量 22 500MW，是世界上装机规模最大的水电站。图 3 为三峡水利枢纽工程大坝泄洪。

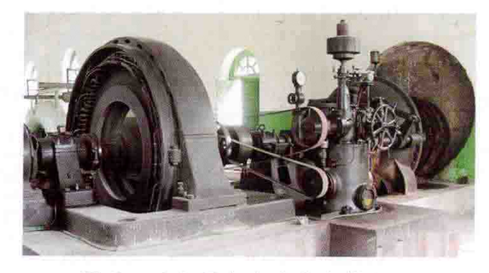

图 2　石龙坝水电站发电机组


图 3　三峡水利枢纽工程大坝泄洪

shuili fadian biaozhun

水力发电标准 (hydropower and water resources standard)　为规范水力发电工程建设、水电站的运行制定的标准。主要涉及水电工程的勘测、规划、设计、水库移民、土建施工、机电设备安装、材料和试验、验收、运行、大坝安全监测及其相关设备。

水力发电标准主要由勘测设计、规划水库环保、电气设计、工程技术经济、水电施工、水轮发电机及电气设备、水电站自动化、大坝安全监测等行业专业标准化技术委员会归口管理。部分重要水力发电标准如表所示。

部分重要水力发电标准

序号	编　号	名　称	序号	编　号	名　称
1	GB 50199—2013	水利水电工程结构可靠度设计统一标准	21	DL/T 5178—2003	混凝土坝安全监测技术规范
2	GB 50287—2006	水力发电工程地质勘察规范	22	DL 5180—2003	水电枢纽工程等级划分及设计安全标准
3	GB 17621—1998	大中型水电站水库调度规范	23	DL/T 5186—2004	水力发电厂机电设计规范
4	GB/T 22385—2008	大坝安全监测系统验收规范	24	DL/T 5199—2004	水电水利工程混凝土防渗墙施工规范
5	NB/T 35004—2013	水力发电厂自动化设计技术规范	25	DL/T 5211—2005	大坝安全监测自动化技术规范
6	DL/T 5015—1996	水利水电工程动能设计规范	26	DL/T 5230—2009	水轮发电机转子现场装配工艺导则
7	DL/T 5016—2011	混凝土面板堆石坝设计规范	27	DL/T 5259—2010	土石坝安全监测技术规范
8	DL/T 5038—2012	灯泡贯流式水轮发电机组安装工艺导则	28	DL/T 5346—2006	混凝土拱坝设计规范
9	DL/T 5057—2009	水工混凝土结构设计规范	29	DL/T 5363—2006	水工碾压沥青混凝土施工规范
10	DL/T 5064—2007	水电工程建设征地移民安置规划设计规范	30	DL/T 5388—2007	水电水利工程天然建筑材料勘察规程
11	DL/T 5070—2012	水轮机金属蜗壳安装焊接工艺导则	31	DL/T 5395—2007	碾压式土石坝设计规范
12	DL 5073—2000	水工建筑物抗震设计规范	32	DL/T 5420—2009	水轮发电机定子现场装配工艺导则
13	DL 5077—1997	水工建筑物荷载设计规范	33	DL/T 5433—2009	水工碾压混凝土试验规程
14	DL 5108—1999	混凝土重力坝设计规范	34	DL/T 619—2012	水电厂机组自动化元件（装置）及其系统运行维护与检修试验规程
15	DL/T 5112—2009	水工碾压混凝土施工规范			
16	DL/T 5123—2000	水电站基本建设工程验收规程	35	DL/T 710—1999	水轮机运行规程
17	DL/T 5128—2009	混凝土面板堆石坝施工规范	36	DL/T 751—2001	水轮发电机运行规程
18	DL/T 5129—2001	碾压式土石坝施工规范	37	DL/T 792—2001	水轮机调节系统及装置运行与检修规程
19	DL/T 5144—2001	水工混凝土施工规范	38	DL/T 817—2002	立式水轮发电机检修技术规程
20	DL/T 5150—2001	水工混凝土试验规程	39	DL/T 1009—2006	水电厂计算机监控系统运行及维护规程

shuineng ziyuan

水能资源　(hydropower resources)　水流蕴藏的势能、压能和动能等能量的天然来源。采用一定的技术措施，可将水能转变为机械能或电能。水能资源是一种自然能源，也是一种可再生能源。狭义的水能资源仅指河流的水能资源；广义的水能资源还包括潮汐水能、波浪能、海流能等海洋能资源。

按资源开发可能性的程度，水能资源分3级统计，即理论蕴藏量、技术可开发资源和经济可开发资源。根据当前技术、经济水平，可开发水能资源主要是河川水能资源，一般按多年平均年发电量进行统计。理论蕴藏量是指按理论公式计算的河川水体蕴有的能量资源。技术可开发资源是指理论蕴藏量中按当前技术水平可开发利用的水能资源。经济可开发资源是指根据地区经济发展要求，经与其他能源发电分析比较后，对认为经济上有利的可开发水能资源，按发电装机容量和多年平均年发电量进行统计。

世界河川水能资源　由于各国在计算水能资源理论蕴藏量的精度和方法上不尽相同，技术可开发水能资源也由于工作深度不同，统计口径也不一致，一些国际组织和刊物历次发表的数字均有一定出入。据世界能源理事会数据，至2008年底，世界水能资源理论蕴藏量为年发电量39.84万亿kW·h，技术可开发资源15.96万亿kW·h，经济可开发资源8.29万亿kW·h（见表1）。在技术可开发资源中，亚洲（不含中东）拥有世界总量的35.0%，为5.59万亿kW·h；南美17.8%，2.84万亿kW·h；欧洲17.3%，2.76万亿kW·h；北美15.1%，2.42万亿kW·h；非洲（不含中东）11.5%，1.83万亿kW·h；中东1.7%，0.28万亿kW·h；大洋洲1.5%，0.23万亿kW·h。表2列出了至2008年底世界及部分国家的河川水能资源量及开发利用率。中国河川水能资源技术可开发量约为2.47万亿kW·h，占世界总量的15.5%，居世界第1位（见表3）。

表1　至2008年底世界及各地区河川水能资源量

地　区	理论蕴藏量		技术可开发资源		经济可开发资源	
	数　量（亿kW·h）	构成比例（%）	数　量（亿kW·h）	构成比例（%）	数　量（亿kW·h）	构成比例（%）
世界合计	398420	100.0	159550	100.0	82880	100.0
亚洲（不含中东）	166180	41.7	55900	35.0	30440	36.7
南　美	75410	18.9	28430	17.8	17530	21.2
欧　洲	49190	12.3	27620	17.3	16340	19.7
北　美	55110	13.8	24160	15.1	9950	12.0
非洲（不含中东）	39090	9.8	18340	11.5	6960	8.4
中　东	6900	1.7	2770	1.7	1210	1.5
大洋洲	6540	1.6	2330	1.5	450	0.5

注：中东地区指地中海东部与南部区域，从地中海东部到波斯湾的大片地区。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

表 2　至 2008 年底世界及部分国家河川水能资源量及开发利用率

国家	至 2008 年底水能资源量				2008 年实际情况		
	理论蕴藏量（亿 kW·h）	技术可开发资源（亿 kW·h）	经济可开发资源（亿 kW·h）	技术可开发资源所占比例（%）	装机容量（万 kW）	水电量（亿 kW·h）	技术可开发资源利用率（%）
世界合计	398 420	159 550	82 880	100.0	87 404	31 938	20.0
中国	60 830	24 740	17 530	15.5	17 100	5800	23.4
俄罗斯	22 950	16 700	8520	10.5	4970	1800	10.8
美国	20 400	13 390	3760	8.4	7748	2548	19.0
巴西	30 400	12 500	8180	7.8	7751	3651	29.2
加拿大	20 670	8270	5360	5.2	7344	3774	45.6
刚果（布）	13 970	7740	1450	4.9	241	73	0.9
印度	26 380	6600	4420	4.1	3783	1148	17.4
印度尼西亚	21 470	4020	400	2.5	452	115	2.9
秘鲁	15 770	3950	2600	2.5	324	190	4.8
塔吉克斯坦	5270	2640	2640	1.7	503	158	6.0
委内瑞拉	7310	2610	1000	1.6	1457	867	33.2
挪威	6000	2400	2060	1.5	2949	1400	58.3
土耳其	4330	2160	1400	1.4	1370	333	15.4
巴基斯坦	4750	2040		1.3	648	277	13.6
哥伦比亚	10 000	2000	1400	1.3	900	430	21.5
马达加斯加	3210	1800	490	1.1	12	7	0.4
伊朗	4480	1790	500	1.1	742	180	10.0
阿根廷	3540	1690	780	1.1	995	306	18.1
智利	2270	1620	970	1.0	503	243	15.0
尼泊尔	7330	1540	150	1.0	59	28	1.8
20 国合计	291 330	120 200	63 610	75.3	59 850	23 327	19.4

注：按技术可开发水能资源大小排序。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》。

表 3　水能资源技术可开发量前 10 位国家

国家	技术可开发量（亿 kW·h）	排序	国家	技术可开发量（亿 kW·h）	排序
中国	24 740	1	美国	5285	6
俄罗斯	16 700	2	印尼	4016	7
巴西	12 531	3	秘鲁	3951	8
加拿大	9810	4	刚果（金）	3125	9
印度	6600	5	挪威	3000	10

资料来源：英国《国际水电与大坝》杂志 2011 年发布的《世界地图集》。

2008 年世界水能发电装机容量 87 404 万 kW，水电量 31 938 亿 kW·h，技术可开发资源利用率（某年实际水电量与技术可开发资源量之比）20.0%。其中，亚洲（不含中东）占 30.8%，9850 亿 kW·h，利用率 17.6%；欧洲占 22.4%，7148 亿 kW·h，利用率 25.9%；北美占 21.7%，6940 亿 kW·h，利用率 28.7%；南美占 20.2%，6437 亿 kW·h，利用率 22.6%；非洲（不含中东）占 3.0%，963 亿 kW·h，利用率 5.3%；大洋洲占 1.2%，383 亿 kW·h，利用率 16.4%；中东占 0.7%，217 亿 kW·h，利用率 7.8%。

各国河川水能资源的开发利用率很不相同。2008 年技术可开发资源利用率超过 20%的国家有挪威、加拿大、委内瑞拉、巴西、中国、哥伦比亚等；10%～20%的国家有美国、阿根廷、印度、土耳其、智利、巴基斯坦、俄罗斯、伊朗等。2008 年水力发电量大于 1000 亿 kW·h 的国家是中国、加拿大、巴西、美国、俄罗斯、挪威和印度，合计水能装机容量 51 644 万 kW，占世界总量 59%；水电量 20 121亿 kW·h，占世界总量 63%；技术可开发资源利用率 23.8%。

根据世界能源理事会《能源资源调查》和英国《国际水电与大坝》1980～1995 年之间分别公布的统计数字，全世界水能理论蕴藏量为 34.2 万亿～44.28 万亿 kW·h，技术可开发资源为 11.75 万亿～19.4 万亿 kW·h，经济可开发资源为 7.3 万亿～9.35 万亿 kW·h。根据英国《国际水电与大坝》杂志 2011 年发布的《世界地图集》统计，世界水能资源理论蕴藏量大于 40.2 万亿 kW·h，技术可开发量大于 14.6 万亿 kW·h，经济可开发量大于 8.7 万亿 kW·h，见表 4。亚洲水能资源约占世界水能资源的 1/2。由于工作深度不同，统计口径不一致等原因，一些国际组织和刊物历次发表的数字均有一定出入。

表 4　世界水能资源概况

洲别	理论蕴藏量（亿 kW·h）	技术可开发量（亿 kW·h）	经济可开发量（亿 kW·h）
亚洲	197 171	76 850	44 779
非洲	25 065	11 838	7792
欧洲	28 299	10 384	7797
南美洲	68 925	26 065	15 368
北美洲	76 008	19 078	10 587

续表

洲别	理论蕴藏量（亿 kW·h）	技术可开发量（亿 kW·h）	经济可开发量（亿 kW·h）
大洋洲	6580	1850	887
全　球	>402 049	>146 066	>87 211

资料来源：英国《国际水电与大坝》杂志2011年发布的《世界地图集》。

中国河川水能资源　中国河川水能资源无论是理论蕴藏量还是可开发量均居世界第一位。根据国家发展和改革委员会2005年11月26日发布的中国河川水能资源复查成果：全国理论蕴藏量为6.94亿kW，理论年发电量为6.08万亿kW·h；技术可开发装机容量5.42亿kW，技术可开发年发电量2.47万亿kW·h；经济可开发装机容量4.02亿kW，经济可开发年发电量1.75万亿kW·h。国家统计局发布，至2009年底中国水力资源蕴藏量为6.76亿kW，可开发量为3.79亿kW。此外，水利部组织力量对中国农村水电资源（单站装机容量大于等于0.1MW，小于等于50MW）进行了补充复查，全国农村水电资源可开发量为1.28亿kW。

中国河川水能资源总量较多，但地区分布不均衡，开发利用率较低。在全国单站装机500kW及以上的可开发水电站总装机容量37 853万kW（多年平均年发电量19 233亿kW·h）中：西南23 233万kW（13 050亿kW·h），占61.4%；中南6744万kW（2974亿kW·h），占17.8%；西北4194万kW（1906亿kW·h），占11.1%；华东、东北和华北三个地区合计不足10%。中国各地区河川水能资源见表5。河川水能资源居前5位的云南、四川、西藏、重庆和湖北合计技术可开发资源量（年发电量13 892亿kW·h）占全国72.2%（见表6）。

表5　中国各地区河川水能资源

地　区	理论蕴藏量		技术可开发资源				2010年水力发电量		
	年发电量（亿 kW·h）	比重（%）	装机容量（万 kW）	比重（%）	年发电量（亿 kW·h）	比重（%）	发电量（亿 kW·h）	比重（%）	开发利用率（%）
全国合计	59 222	100	37 853	100	19 233	100	7222	100	37.5
华北地区	1077	1.8	692	1.8	232	1.2	63	0.9	27.1
东北地区	1062	1.8	1200	3.2	384	2.0	172	2.4	44.8
华东地区	2632	4.4	1790	4.7	688	3.6	826	11.4	
中南地区	5614	9.5	6744	17.8	2974	15.5	2695	37.3	90.6
西南地区	41 463	70.0	23 233	61.4	13 050	67.9	2629	36.4	20.1
西北地区	7374	12.5	4194	11.1	1905	9.9	836	11.6	43.9

注：开发利用率为2010年水力发电量与技术可开发资源年发电量之比。
资料来源：中国国家统计局。2010年水力发电量源自《中国能源统计年鉴2011》。

表6　中国河川水能资源丰富省区可开发资源量

地　区	技术可开发资源				2010年水力发电量		
	装机容量（万 kW）	比　重（%）	年发电量（亿 kW·h）	比　重（%）	发电量（亿 kW·h）	比　重（%）	开发利用率（%）
云　南	7117	18.8	3945	20.5	814	11.3	20.6
四　川	6417	17.0	3607	18.8	1213	16.8	33.6
西　藏	5659	15.0	3300	17.2	16	0.2	0.5
重　庆	2750	7.3	1546	8.0	169	2.3	10.9
湖　北	3309	8.7	1494	7.8	1264	17.5	84.6
青　海	1799	4.8	772	4.0	371	5.1	48.1
贵　州	1292	3.4	652	3.4	417	5.8	63.8
广　西	1418	3.7	639	3.3	475	6.6	74.3
湖　南	1084	2.9	489	2.5	503	7.0	102.8
新　疆	854	2.3	460	2.4	97	1.3	21.1
甘　肃	911	2.4	424	2.2	262	3.6	61.8
福　建	750	2.0	320	1.7	454	6.3	141.7

注：开发利用率为2010年水力发电量与技术可开发资源年发电量之比。
资料来源：中国国家统计局。

中国水力发电量由1952年的13亿kW·h增加到1970年的205亿kW·h；1979年突破500亿kW·h，1987年突破1000亿kW·h，2010年达到7222亿kW·h。1953～2010年58年间年均增长率11.5%，其中1978年前26年间高达14.6%，1978年后32年间9.1%。2010年中国水能技术可开发资源开发利用率为37.5%。其中，资源居前5位的省区合计水力发电量3476亿kW·h，占48.1%；开发利用率25.0%，低于全国平均。各省区的开发利用率高低不

一，西藏最低，不足 1%；湖北、广西、湖南、福建等较高，超过 70%。

见一次能源。

shuiwuranwu kongzhi

水污染物控制 (water pollution control) 按照排放标准要求，通过技术及管理手段对废水中污染物进行有效治理的活动。电力行业的水污染物控制主要是针对火电厂废水。火电厂废水主要分为经常性排水和非经常性排水，废水处理技术主要包括物理、化学、生物处理法和膜分离技术。

火电厂废水包括化学废水、油污水、冲洗水、脱硫废水、工业冷却水、煤泥沉淀池排水和冲灰渣排水等。

火电厂废水物理处理法包括混凝、沉淀、气浮、深沉过滤等技术；火电厂废水化学处理法包括中和、化学沉淀、氧化还原等技术；火电厂废水生物处理法主要包括活性污泥法、生物膜法、生物脱氮除磷等技术；火电厂废水膜分离技术主要包括反渗透、电渗析、电去离子（电除盐 EDI）、微滤、超滤、纳滤、液膜分离等技术。

制定废水排放标准是有效控制水污染物排放的通行做法，中国火电厂废水排放执行的国家标准为 GB 8978—1996《污水综合排放标准》。

见火电环境保护。

Sichuan Sheng dianli gongye

四川省电力工业 (electric power industry in Sichuan Province) 四川省位于中国西南地区长江上游，东与重庆市相连，南与贵州省、云南省相接，西与西藏自治区毗邻，北与青海省、甘肃省和陕西省接壤，面积 48.5 万 km^2，2012 年常住人口 8076 万人。

四川省电力工业始于 1905 年。该年，清政府四川总督锡良在成都银元局内安装了蒸汽发电机，专供总督府照明。1906 年，重庆绅商集资在太平门仁和湾安装一台 100kW 柴油直流发电机组，最初供巨商李耀庭祝寿用，后供附近几家商店照明用电。随后出现了重庆烛川电灯公司和成都启明电灯公司，一些中小城市相继兴办了一批小电站。抗日战争爆发后，随着国民政府迁至重庆和一大批工厂内迁至四川，四川省用电需求量急增，带动了电力工业的发展。至 1949 年中华人民共和国成立前，四川省发电装机容量 4.6 万 kW，年发电量 1.47 亿 kW·h。发电厂主要集中在重庆、成都、万县、自贡、泸州、宜宾等工业和交通较发达地区。

1949 年后，四川省电力工业有了较大发展。1965 年，随着“三线建设”（自 1964 年开始，中国政府在中国中西部地区的 13 个省、自治区进行的大规模国防、科技、工业和交通基本设施建设）的开展，四川省开始大规模的电力建设，水利电力部在成都成立西南电力指挥部，调集各地专家技术人员兴建了一批水电站和输电工程。1978 年以后，四川省制定了“西电东送”、“川电东送”规划，采用“多家办电”方针，多种方式筹集电力建设资金，促进电力工业发展。进入 21 世纪，四川电力进入“川电东送、丰枯互济、跨大区优化资源配置”的新阶段，一批大型、特大型水电工程开工建设，特高压电网和跨区联网等重点工程实现重大突破。

电源建设 至 1998 年，电力工业部在四川所属电厂 15 座，装机容量 653.35 万 kW，占全省装机容量的 51.52%，年发电量 271.88 亿 kW·h，占全省年发电量的 56.88%；地方电站 4285 座，装机容量 339.09 万 kW，占全省装机容量的 26.74%；厂矿和企事业单位自备电厂 88 座，装机容量 106.86 万 kW，占全省发电装机容量的 8.43%。随着多渠道、多层次办电的发展，出现了国家计划单列的二滩水电站，中央与省合资建设的白马电厂、江油电厂扩建工程和黄桷庄电厂，华能集团公司、地方与省电力公司合建的成都热电厂扩建工程和太平驿水电站等。至 1999 年末，四川省发电装机容量达 1584.49 万 kW，年发电量 492.16 亿 kW·h（其中水电 1041.69 万 kW，年发电量 303.53 亿 kW·h；火电 542.8 万 kW，年发电量 188.64 亿 kW·h）。

2002 年以后建设的大型水电站包括瀑布沟水电站（330 万 kW）、溪洛渡水电站（位于与云南交界的金沙江上，首台机组转子吊装见图 1）、向家坝水电站（位于与云南交界的金沙江下游，首台机组转子吊装见图 2）、锦屏水电工程（预计 2014 年投产）等。其中最大的水电站是溪洛渡水电站（18×77 万 kW），其次是向家坝水电站（8×80 万 kW）。



图 1 金沙江溪洛渡水电站首台机组转子吊装
（中国电力建设集团股份有限公司 提供）



图 2 向家坝水电站首台机组转子吊装
（中国电力建设集团有限公司 提供）

至 2012 年末，四川省装机容量达 5459 万 kW，年发电量 2129 亿 kW·h。其中，水电 3964 万 kW，年发电量 1545

亿 kW·h；火电 1493 万 kW，年发电量 584 亿 kW·h；风电 2 万 kW，年发电量 0.4 亿 kW·h。

电网建设　1956 年，四川建成第一条 110kV 输电线路，1970 年开始建设 220kV 输电线路。1980 年基本形成以 220kV 电网为主网架，将川东、川西北重要城市和经济发达地区电网连接起来的四川电网。1976～1982 年实现了四川电网与西北电网、贵州电网联网，1987 年省内攀（攀枝花）西（西昌）电网与主网联网，形成了南北跨度 700 多千米、东西跨度 600 多千米的四川统一电网。1991 年四川电网由川西北、川中南、川东、攀西 4 个区域性电网构成。1998 年随行政区划的变更，四川电网与重庆电网在调度与管理上分离，构成四川省的区域电网变化为川西北、川中南、川东北和攀西，其中川东北电网需通过重庆电网与主网联系。1999 年 220kV 惠荆双回线路的投产实现了川东北电网与四川主网的直接联系。2000 年二滩送出配套工程全面建成投产，成都、自贡电网形成 220kV 双环结构，新棉—西昌—越西 220kV 环网的形成解决了长期存在的西昌电网与主网单线联系的问题。2002 年，500kV 二（二滩）石（石板箐）线投产，攀枝花电网通过 500kV 线路与主网联系，构成四川电网的主要区域性电网变为川西北电网、四川主网、宜宾泸州电网、川东北电网、攀枝花电网。形成以四川省电力公司所属的“国家电网”（或称“统调电网”）为主、以地方电力企业所属的“地方电网”为辅的供电网络格局。

2010 年，向家坝—上海 ±800kV 特高压直流输电示范工程正式投运。该工程是当时世界上电压等级最高、输送容量最大、技术水平最先进的直流输电工程。2010 年，西北—华中（四川）±500kV 直流联网工程双极投产，该工程是第一个自主设计、自主成套、设备完全国产化的 ±500kV 直流输电工程。2012 年，锦屏—苏南 ±800kV 特高压直流输电工程建成投运。新都桥—甘孜—石渠输电线路完全通电，结束了四川甘孜藏北地区昔日严重缺电的历史。2013 年四川电网主接线图见图 3。

用电状况　1999 年，四川省全社会用电量为 468 亿 kW·h，其中：农林牧渔水利业用电 18.39 亿 kW·h，占 3.93%；工业用电 316 亿 kW·h，占 67.52%；地质普查勘探业用电 0.54 亿 kW·h，占 0.12%；建筑业用电 4.49 亿 kW·h，占 0.96%；交通运输邮电通信业用电 9.13 亿 kW·h，占 1.95%；商业饮食物资供销仓储业用电 9.95 亿 kW·h，占 2.13%；其他工业用电 16.45 亿 kW·h，占 3.51%；城乡居民生活用电 93.05 亿 kW·h，占 19.88%。2012 年，四川省全社会用电量为 1830.7 亿 kW·h，同比增长 4.53%。其中第一产业用电量达 11.2 亿 kW·h，第二产业用电量达 1324.63 亿 kW·h，第三产业用电量达 205.75 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 289.12 亿 kW·h。

电力体制　1951 年 2 月，西南电业管理局成立，统一管理四川、云南、贵州三省和重庆市的电力工业。1952 年 9 月，四川省人民政府成立，四川省电力工业厅下设电业管理局。1955 年，西南电业管理局改属电力工业部领导，1956 年更名为重庆电业管理局，1957 年迁往成都，更名为电力工业部成都电业管理局。1958 年 3 月，水利电力部成都电业管理局改为四川省电业局。6 月 28 日，四川省电业局与省水利厅、省工业厅电管局合并为四川省水利电力厅。1971 年 2 月，水利电力部四川省电力局成立，统一管理全省水利电力企业。1979 年，四川省电力局更名为四川省电力工业局，地方电力仍由四川省水利电力厅领导。1981 年 5 月，电力工业部西南电业管理局成立，保留四川省电力工业局名称。1983 年 7 月，停用四川省电力工业局名称。1988 年 4 月，西南电业管理局更名为四川省电力工业局。1991 年，四川省水电厅地方电力管理处撤销，四川省地方电力局成立，为水电厅直属事业单位，代厅行使部分行政职能。1993 年，四川省电力公司成立，与四川省电力工业局一套机构、两块牌子。1998 年 3 月，更名为国家电力公司四川省电力工业局，与国家电力公司四川省电力公司一套机构、两块牌子。2000 年 2 月，四川省电力工业局撤销，行政管理职能移交政府电力行政管理部门。2002 年电力体制改革以后，四川省电力公司成为国家电网公司的全资子公司。

1997 年 3 月 14 日，重庆市设为中央直辖市。重庆市电力公司于 1997 年 6 月 6 日正式挂牌成立。按照属地划分原则，重庆市范围内原四川省电力公司所属的重庆电业局、万县电业局、重庆发电厂、白鹤发电厂、狮子滩水力发电总厂、电建一公司、重庆电力职大、重庆电力高等专科学校和重庆高级技工学校均划归重庆市电力公司（见重庆市电力工业）。至 2012 年，四川省电力公司有 21 个供电企业，1 个发电企业，24 个直属单位和 8 个上市公司及控股公司；完成省内售电量 1543.85 亿 kW·h。

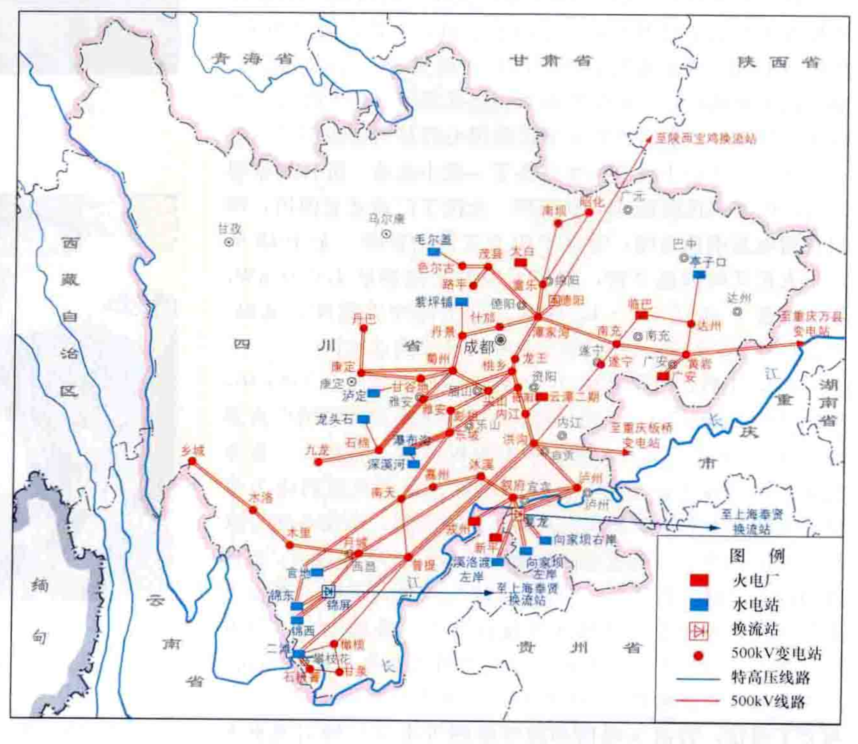


图 3　四川电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

四川省地方电力局组建于1991年2月，前身为四川省水利电力厅农村电力管理处；1998年成立由四川省地方电力局牵头的四川水利电力产业集团有限责任公司；2004年在此基础上成立四川省水电投资经营集团有限公司（简称四川省水电集团），由四川省人民政府授权投资、经营、管理四川省地方电力省级国有资产。截至2011年底，资产总额203.51亿元，净资产60.24亿元；有全资公司12家，控股公司12家，参股公司6家以及分布在四川省111个县的113家地方电网企业。通过产权改革，可控资产达300亿元，其城乡供电网覆盖全省面积70%以上。

四川省投资集团有限责任公司（简称川投集团）是四川省国资委管理的国有独资公司，由原四川省能源交通投资公司与四川巴蜀电力开发公司合并组建，成立于1996年4月。2011年实现营业收入84亿元，净利润1.25亿元，资产总额391亿元，净资产130亿元；控、参股电力装机容量1302万kW，约占四川省发电装机容量的42%，其中可控容量713万kW，权益容量495万kW。

华能四川水电有限公司是中国华能集团公司在四川设立的区域子公司，注册资本9.796亿元人民币。拥有太平驿、宝兴河、东西关、嘉陵江、康定、涪江、明台7个控股子公司。截至2009年底，资产总额128亿元，历年累计年发电量840亿kW·h。

Suzhou Regong Yanjiuyuan Youxian Gongsi

苏州热工研究院有限公司 （Suzhou Nuclear Power Research Institute，SNPI） 简称苏州热工研究院。前身是苏州核电科学研究所，成立于1978年。原是部级直属科研院所，主要任务是跟踪、消化、吸收核电技术，为核电建设和生产运行服务。2003年7月由事业单位转制为企业，隶属于中国广核集团有限公司（简称中广核集团），为中广核集团的二级成员公司和集团核电运营技术支持平台。注册资本金3.44亿元，总资产约近5亿元。

苏州热工研究院主要从事核电厂和常规电厂的技术研发，并提供各类技术支持与服务。设有电站寿命管理研究中心、电站运行技术研究中心、电站设备监理工程技术研究中心、环境保护与应急技术研究中心、核安全技术研究中心、电气及信息技术研究中心、热能动力技术研究中心、在役检查技术研究中心、教育与培训中心等9个专业技术研究中心；下辖中广核检测技术有限公司和南京新苏热电有限公司两个子公司，参股苏州龙源白鹭风电职业技术培训中心有限公司。拥有国家核电厂安全及可靠性工程技术研究中心、国家能源核电站寿命评价与管理技术研发（实验）中心两个国家级研发中心，中广核设备制造工艺评定中心、南京新苏热电厂中试基地、江苏省企业院士工作站等技术研发平台和博士后科研工作站人才培养平台，建设了电站金属材料寿命评估实验中心、辐射环境实验室、电气仪控设备检测实验室、电站性能监测与故障诊断实验室、反应堆安全分析独立验证平台等实验平台，装备大型实验设备300余台（套）。在寿命评价与管理、核安全、设备监理、环境影响评价及应急、人才培养等领域具有专业优势。

苏州热工研究院负责或参与了多项国家“863”“973”科研项目、国家科技支撑计划项目（见科技管理）、国家自然科学基金项目、国家核电重大专项课题的研究，涌现了许多科研成果和专利技术，承担了一大批包括国家核安全法规在内的国家核电标准的制定和修订任务。2011年初，获科技部批准立项建设的国家核电厂安全及可靠性工程技术研究中心，是中国核电领域的首个工程技术研究中心。

作为国内最早从事核电厂寿命评价与管理技术的单位之一，苏州热工研究院开展了老化管理大纲体系的建立并开发了老化管理数据库软件，对核电厂进行全过程老化管理跟踪，为核电厂长期安全稳定运行提供技术支持。率先开展了反应堆压力容器延寿技术研究，为中国核电厂由40年寿期延长到60年做技术储备。

苏州核安全中心是中国核安全监管部门的技术后援单位，在民用核设施的安全审评与监督管理方面承担了国家核安全局的大量技术支持任务；在核安全法规文件制（修）订、核设施质量保证审评与监督、研究堆审评与监督、核电厂调试审评与监督、核电厂老化管理、核安全设备审评与监督等领域形成了技术能力和稳定业务范围。

苏州热工研究院是电力行业核电标准化技术委员会的挂靠单位，也是中广核集团标准建设办公室的依托单位，负责统筹、协调和管理全集团的标准制定及标准化工作。在编制核电标准化规划、压水堆核电厂标准体系建设中长期规划、国家能源局《压水堆核电厂标准体系表》和《核电厂常规岛和BOP标准体系表》，开展核电标准化政策与中国核电相关标准调查研究等方面发挥了重要作用。

苏州热工研究院核电教育培训中心是中国电力企业联合会批准的电力行业唯一的核电培训基地，并获得国家安全监督总局授予的核行业安全生产培训中心二级培训资质，并作为中广核集团核电学院的核电教育培训中心，承担着中广核集团企校合作、培养人才、新员工岗前培训工作。



Taiwan Sheng dianli gongye

台湾省电力工业 (electric power industry in Taiwan Province) 台湾省地处中国东南部，隔海峡与大陆相望，面积 3.619 万 km²，2012 年末人口约 2300 万人。

台湾省电力工业始于 1890 年，台湾巡抚刘铭传创建台北兴市公司，在台北市东门安装小型蒸汽发电机，供巡抚、市政司各官署电灯及若干街道路灯照明用。日本侵占台湾后，于 1897 年安装 4 台蒸汽发电机机组共 795kW，主要用于照明；1904 年又建 600kW 的龟山水电站及其他小型水电站和小型火电厂。1919 年成立台湾电力株式会社，统筹全岛电业。至 1945 年，台湾省发电装机容量 32 万余千瓦，154kV 输电线路 370km，一次变电站 7 座。日本投降后台湾省成立台湾电力公司（简称台电），接收装机容量 27.5 万 kW（其中水电 22.1 万 kW，火电 5.4 万 kW），年发电量 3.57 亿 kW·h。1998 年底，台电发电装机容量达到 2667.9 万 kW（其中水电 442.2 万 kW，火电 1711.3 万 kW，核电 514.4 万 kW），年发电量为 1429.6 亿 kW·h，69kV 及以上输电线路共有 12 813km（其中 345kV 的 2860km，161kV 的 4257km，69kV 的 5696km）。至 2012 年底，台湾省发电装机容量为 4097.7 万 kW，年发电量为 2084.77 亿 kW·h。

台湾缺乏一次能源，其能源主要依靠进口。1990 年全省消费能源 5073 万 t 标准油，自给率仅 6.6%。自 20 世纪 50 年代始，台电在继续开发水电的同时，逐步转向开发火电。自 1962 年起，火力发电量首度超过水力，最高时达到 77.2%。但随着 20 世纪 70 年代的两次全球性石油危机的影响，台电开始实行发电能源多元化政策，在南部电厂、通霄电厂和兴达电厂加装了燃用天然气的燃气蒸汽联合循环机组。同时发展核电，先后建成核能一厂（金山电厂 2×63.6 万 kW）、核能二厂（国圣电厂 2×98.5 万 kW）、核能三厂（马鞍山电厂 2×95.1 万 kW）；此外，还建成明湖抽水蓄能电站。台湾最大的发电厂是台中发电厂（见图 1），装机容量为 582.4 万 kW，其中燃煤机组 10×55 万 kW，燃气轮机组 4×7 万 kW，风电机组 22×0.2 万 kW。最大的水电站是明潭发电厂，装有 11 台机组，容量共 166.6 万 kW。2011 年台湾省发电装机容量结构见表。


图 1 台中发电厂

2011 年台湾省发电装机容量结构

类别			装机容量（万 kW）	比例（%）
抽水蓄能			260.2	6.3
火电		台电自有	2271.8	54.9
		民营电厂	770.7	18.6
		小计	3042.5	73.5
核电			514.4	12.4
可再生能源	常规水电	台电自有	175.2	4.2
		民营电厂	3.9	0.1
		托管	25.0	0.6
	风电	台电自有	28.7	0.7
		民营电厂	23.6	0.6
	太阳能	台电自有	0.6	0
		民营电厂	3.8	0.1
	小计		260.8	6.3
垃圾及沼气发电			62.2	1.5
总计			4140.1	100

台湾省由南到北形成输电网，电力系统频率为 60Hz，输电网络以交流 345kV 为骨干，由南到北 3 回路合计 6 回线。主网电压为 345kV，二次输电电压为 161、69kV，配电电压为 22/11kV 和 220/110V。南北 345kV 输变电工程从 1968 年开始兴建，于 1974 年建成。至 2011 年底，输电线路回长约 18 705km，配电线路回长 339 624km，已有 68% 的配电线路实现自动化。台湾第一条海底输电电缆是联系台湾本岛和小琉球间的 161kV 交联聚乙烯电力电缆，2011 年送电。第二条海底输电电缆是联系台湾本岛和澎湖岛间的 161kV 交联聚乙烯电力电缆，2012 年送电。2013 年台湾电网主接线图见图 2。

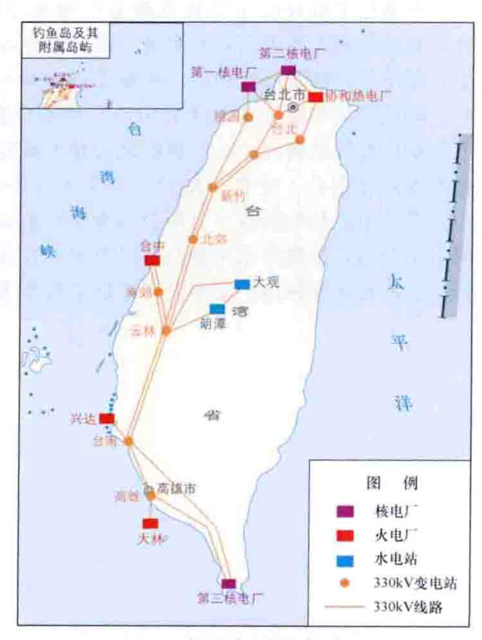


图 2 台湾电网主接线图
（国家电力调度控制中心 提供）

台电成立于 1946 年 5 月 1 日，服务范围为整个台湾地区，主要经营范围为电力开发、电力供应、投资与电气相关事业、能源技术服务

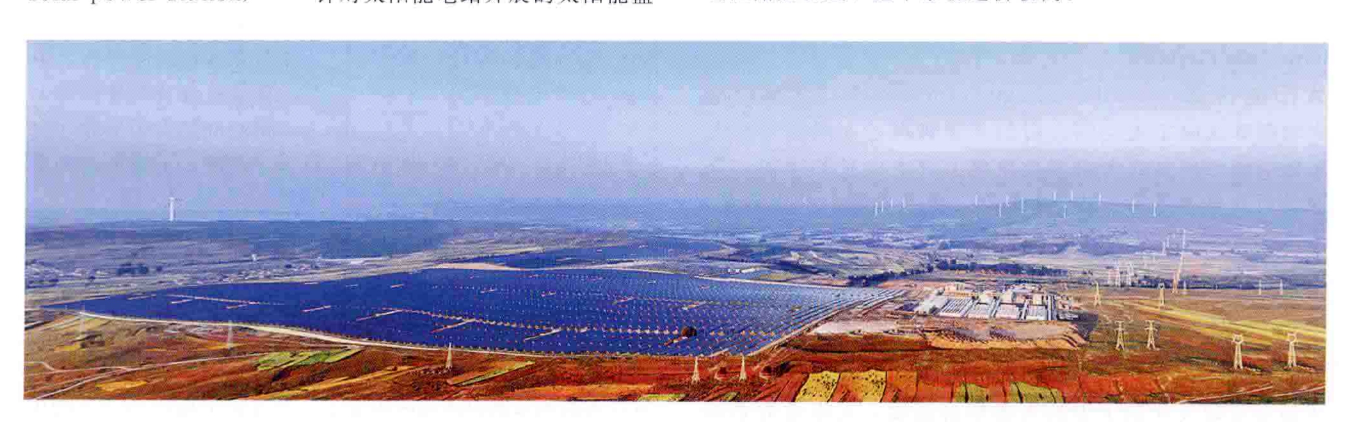
等。至2011年底，总资产达16297亿元新台币（折合人民币约3375亿元），装机容量3338万kW，占台湾总装机容量的80%以上。

20世纪90年代起，由于用电量迅速增长，电源开发因地狭人稠而日益艰难，台湾顺应全球电力市场化潮流，开放民间兴建电厂以加速电源开发。于1995年1月、8月及1999年1月分三阶段开放，共有15家独立发电商获准筹建，实际完成9家，总容量约800万kW，再加上此时期汽电共生发电（垃圾与沼气发电）蓬勃发展，使台湾发电市场进入开放期。

taiyangneng dianzhan yunxing guanli

太阳能电站运行管理 （operation management of solar power station） 针对太阳能电站开展的太阳能监测、设备安全管理、发电可靠性管理、电能计量等活动。太阳能电站的企业性质及生产特点决定了其运行管理工作必须通过科学的管理方法，提高设备的可利用率，以设备管理为重点，提高企业的社会效益和经济效益。太阳能发电系统主要包括太阳能光伏发电系统和太阳能热发电系统，应用较广的是太阳能光伏发电系统（见图）。太阳能光伏发电系统的运行方式包括独立运行、并网运行、“以电养电”运行及“固定资产折旧”运行等模式。

独立运行模式 独立运行的光伏发电系统靠光能转换发电，需要有蓄电池作储能装置。光伏独立发电系统主要由太阳能电池阵列、蓄电池组、充电控制器和逆变控制器等组成，适用于无电网的边远地区及人口分散地区。必须配置蓄电池储能装置，整个系统造价较高。



河北省张北县国家风光储输示范工程航拍全景（呼唤 摄）

并网运行模式 在有公共电网的地区，太阳能光伏发电一般与电网连接，即采取并网运行方式。光伏并网发电系统是将许多独立的太阳能发电系统的电力通过并网逆变装置并入常规电网，把常规电网作为光伏发电系统的载体，与常规电网实现高品质电能的双向传输。在光伏并网发电系统中，逆变器起同电网连接的关键作用，包括：①具有高性能滤波电路，使逆变器交流输出的电能质量很高，不会对电网质量造成污染，满足电网对电能质量的要求；②在输出功率大于等于额定功率的50%、电网波动小于5%的情况下，逆变器的交流输出电流总谐波分量小于5%，各次谐波分量小于3%；③在运行过程中需要实时采集交流电网的电压信号，通过闭环控制使逆变器的交流输出电流与电网电压的相位保持一致、功率因数保持在附近，具备孤岛保护措施。

“以电养电”运行模式 政府资助太阳能电站建设资金的80%，企业投入20%。由投资企业总承包建设，并负责电站的资产管理和日常运行管理、维护及检修等工作。合理收取费用，依据当地用户的经济承受能力，兼顾企业的合理收益，确定电价。收取的电费，一部分用于电站的日常运行费，一部分用于蓄电池的二次更新费，其余部分作为投资企业收益。“以电养电”运行模式减轻了政府对电站建设的投入，提高了电站的管理水平，延长了电站的使用寿命。投资回报调动了企业的投资积极性，电价较低廉，便于被用电户接受。这种运行模式的缺点是，在电站生产成本中没有提取固定资产折旧费，电站使用期满后需要进行二次投资建设。

“固定资产折旧”运行模式 政府资助太阳能电站建设资金的80%，企业投入20%。由投资企业总承包建设，并负责电站的资产管理和日常运行管理、维护及检修等工作。依据当地用户的经济承受能力，政府给予适当补贴，兼顾企业的合理收益确定电价。收取的电费一部分用于电站的日常运行费，一部分用于固定资产折旧费，其余部分作为投资企业的收益。“固定资产折旧”运行模式减轻了政府对电站的投入，使国有资产得到保值。

taiyangneng fadian biaozhun

太阳能发电标准 （standard for solar energy） 为规范太阳能发电工程建设、电站的运行制定的标准。主要涉及太阳能发电工程的勘测、设计、施工安装、并网运行以及相关设备维护。太阳能发电标准分为光伏发电标准（standard for photo voltaic）和光热发电标准（standard for solar thermal）。

光伏发电标准主要由国家标准化管理委员会光伏发电及产业化标准推进组中的基础和材料、电池和组件、系统和部件、并网发电4个工作组负责。

光热发电标准中的国际电工委员会第117技术委员会（IEC/TC117）中国国内技术标准归口工作主要由中国电力企业联合会负责。

部分重要太阳能发电标准如表所示。

部分重要太阳能发电标准

序号	编　号	名　称
1	GB 50794—2012	光伏发电站施工规范
2	GB 50797—2012	光伏发电站设计规范
3	GB/T 50795—2012	光伏发电工程施工组织设计规范
4	GB/T 50796—2012	光伏发电工程验收规范
5	GB/T 50866—2013	光伏发电站接入电力系统设计规范
6	GB/T 19964—2012	光伏发电站接入电力系统技术规定
7	GB/T 29319—2012	光伏发电系统接入配电网技术规定
8	GB/T 29320—2012	光伏电站太阳跟踪系统技术要求
9	GB/T 29321—2012	光伏发电站无功补偿技术规范
10	NB/T 32001—2012	光伏发电站环境影响评价技术规范

taiyangneng ziyuan

太阳能资源　(solar energy resource)　太阳以电磁辐射形式向宇宙空间发射的能量来源，太阳能又称太阳辐射能。广义的太阳能是地球上许多能量的来源，煤炭、石油、天然气（见一次能源、煤炭资源、石油资源、天然气资源）等化石能源实质上是由古代生物固定下来的太阳能，风能、水能、化学能等也都是由太阳能转换来的。太阳内部高温核聚变反应所释放的辐射能总功率为 3.8×10^{23}kW，其中约20亿分之一到达地球大气层，是地球上光和热的源泉。国际学术界通常采用太阳常数来描述地球大气层上方的太阳辐射强度。太阳常数是指日地平均距离时在单位时间内投射到地球大气层上界与辐射方向垂直的单位面积上的太阳辐射能。1957年国际辐射会议建议其值为 1382W/m^2，按当时的单位为 1.98cal/(cm^2·min)。1981年世界气象组织（World Meteorological Organization，WMO）仪器和观测方法委员会建议其值为 (1367±7) W/m^2。

世界太阳能资源　根据太阳辐射总功率、日地平均距离以及地球平均直径的值，到达地球大气层上界的太阳辐射功率为 1.73×10^{11}MW，其中约有30%被大气层反射回宇宙空间，23%被大气层吸收，仅有47%即 8.2×10^{10}MW 到达地球表面，即通常所谓的地面上的太阳能资源。在到达地球表面的太阳辐射能中，约有79%照射在海洋上，21%照射在陆地上，其中有1/2左右照射在无人居住或人烟极少的地区，另有1/2左右即 8.1×10^{9}MW 照射到人类聚居的地区，这是现有科技水平下真正可以利用的太阳能资源。其空间分布主要与纬度有关，赤道及其以北、以南30°的广大地区的年平均总辐射辐照度都在 250W/m^2 左右。其中非洲北部地区（撒哈拉沙漠）的太阳能资源最为丰富，超过 300W/m^2；北纬、南纬30°～40°的中纬度温带地区的太阳能资源相对丰富，一般在 200W/m^2 左右；北纬、南纬40°以上的高纬度地区的年平均总辐射辐照度通常在 150W/m^2 以下。

据世界能源理事会（World Energy Council）数据，至2008年底，世界太阳能光伏发电装机容量为1449万kW。容量在100万kW以上的国家有德国、西班牙、日本和美国，合计占86.6%；意大利、韩国、法国、印度、澳大利亚等为50万～10万kW，合计占9.4%（见表1）。中国2008年太阳能光伏发电（见图）装置容量13万kW，占0.9%，居第9位。

表1　世界及部分国家2008年太阳能光伏发电装机容量

国家	至2008年底太阳能光伏发电装机容量	
	装机容量(MW)	比例(%)
世界合计	14485.7	100.0
德　国	5877.0	40.6
西班牙	3354.0	23.2
日　本	2144.2	14.8
美　国	1168.5	8.1
意大利	431.6	3.0
韩　国	357.5	2.5
法　国	179.7	1.2
印　度	160.0	1.1
中　国	130.0	0.9
澳大利亚	104.5	0.7

注：按年发电量大小排序。

资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

中国太阳能资源　中国地处北半球欧亚大陆的东部，主要处于温带和亚热带，具有比较丰富的太阳能资源。每年到达中国陆地表面的太阳辐射总能量约为 5.28×10^{16} MJ（即 1.47×10^{16}kW·h），约占世界总量（267×10^{16} MJ 或 74×10^{16}kW·h）的2%。但其空间分布比较复杂，不仅与纬度有关，而且在很大程度上受气候和地形的影响。中国太阳能资源分布是西部大于东部，高原大于平原，内陆多于沿海，干燥区大于湿润区。

中国太阳能资源的详细分布，按照年总辐射辐照量和年平均总辐射辐照度分为四类地区（见表2）。新疆东南边缘、西藏大部、青海中西部、甘肃河西走廊西部、内蒙古拉善高原及其以西地区构成了一条占国土面积22.8%的中国太阳能资源“最丰富带”，年总辐射辐照量大于等于 6300MJ/m^2，年平均总辐射辐照度约大于等于 200W/m^2。这条最丰富带的西北方向，即新疆大部分地区，以及这条带的东部，即西藏东部、云南大部、青海东部、四川盆地以西、甘肃中东部、宁夏全部、陕西北部、山西北部、河北西北部、内蒙古中东部至锡林浩特和赤峰一带，是中国太阳能资源的两个“很丰富带”，占国土面积44.0%，年总辐射辐照量 5040～6300MJ/m^2，年平均总辐射辐照度 160～200W/m^2。中国中东部和东北的大部分地区属于太阳能资源“较丰富带”，年总辐射辐照量 3780～5040MJ/m^2，年平均总辐射辐照度 120～160W/m^2，占国土面积29.8%；四川东部、重庆大部、贵州大部、湖南西北部等地区为太阳能资源“一般带”，年平均总辐射辐照度基本在 120W/m^2 以下，仅占国土面积的3.4%。



太阳能光伏发电（国家863课题鹿西岛并网型微网工程）（姜蕾蕾　摄）

表 2　中国太阳能资源的总量等级划分及相应区域

名称	年总辐射辐照量		年平均总辐射辐照度（W/m²）	占国土面积（%）	主要分布地区
	MJ/m²	kW·h/m²			
最丰富带	≥6300	≥1750	≥200	22.8	内蒙古额济纳旗以西、甘肃酒泉以西、青海100°E以西大部分地区、西藏94°E以西大部分地区、新疆东部边缘地区、四川甘孜部分地区
很丰富带	5040～6300	1400～1750	160～200	44.0	新疆大部、内蒙古额济纳旗以东大部、黑龙江西部、吉林西部、辽宁西部、河北大部、北京、天津、山东东部、山西大部、陕西北部、宁夏、甘肃酒泉以东大部、青海东部边缘、西藏94°E以东、四川中西部、云南大部、海南
较丰富带	3780～5040	1050～1400	120～160	29.8	内蒙古50°N以北、黑龙江大部、吉林中东部、辽宁中东部、山东中西部、山西南部、陕西中南部、甘肃东部边缘、贵州南部、湖南大部、湖北大部、广西、广东、福建、台湾、江西、浙江、安徽、江苏、河南
一般带	<3780	<1050	<120	3.4	四川东部、重庆大部、贵州中北部、湖北110°E以西、湖南西北部

Tezhong Shebei Anquan Jiancha Tiaoli

《特种设备安全监察条例》（*Regulations on Safety Supervision of Special Equipment*）　规范特种设备安全监察的法规。2003年2月19日中国国务院第68次常务会议通过，2003年3月11日以国务院令第373号公布，2003年6月1日起施行，同时废止1982年2月6日发布的《锅炉压力容器安全监察暂行条例》。2009年1月14日，国务院第46次常务会议通过《国务院关于修改〈特种设备安全监察条例〉的决定》，以国务院令第549号公布修改后的《特种设备安全监察条例》，2009年5月1日起施行。立法目的是为了加强特种设备的安全监察，防止和减少事故，保障人民群众生命和财产安全，促进经济发展。



该条例所称特种设备是指涉及生命安全、危险性较大的锅炉、压力容器（含气瓶）、压力管道、电梯、起重机械、客运索道、大型游乐设施和场（厂）内专用机动车辆。特种设备目录由国务院负责特种设备安全监督管理的部门制定，由国务院批准后执行。

适用范围　适用于特种设备的生产（含设计、制造、安装、改造、维修）、使用、检验检测及监督检查。军事装备、核设施、航空航天器、铁路机车、海上设施和船舶以及矿山井下使用的特种设备、民用机场专用设备的安全监察，不适用该条例。此外，房屋建筑工地和市政工程工地用起重机械及场（厂）内专用机动车辆的安装、使用的监督管理，由建设行政主管部门依照有关法律、法规的规定执行。

主要内容　共8章103条，包括总则、特种设备的生产、特种设备的使用、检验检测、监督检查、事故预防和调查处理、法律责任、附则等。

配套规章　《特种设备事故报告和调查处理规定》（质检总局第115号令）、《高耗能特种设备节能监督管理办法》（质检总局第116号令）、TSG R5002—2013《压力容器使用管理规则》、TSG G0001—2012《锅炉安全技术监察规程》、TSG Q5001《起重机械使用管理规则》《关于增补特种设备目录的通知》（国质检特〔2010〕22号）。

Tianjin Shi dianli gongye

天津市电力工业（electric power industry in Tianjin Municipality）　天津市地处华北平原东北部，环渤海湾的中心，东临渤海，北依燕山，距北京市120km，是拱卫首都的要地和门户。对内腹地辽阔，辐射华北、东北、西北13个省（区、市），对外面向东北亚，是中国北方最大的沿海开放城市。天津市域面积11 946.88km²，疆域周长约1290km，海岸线长153km，陆界长1137.48km。2012年末，常住人口1413万人。

天津市电力工业始于1888年。同年夏季，德国世昌洋行在天津英租界伦敦路（今天津市政府前小花园）开办的绒毛加工厂打包机上，安装了小型直流发电机，所发电力用于厂内外照明。此后相继出现了法商电灯股份有限公司、英商电灯股份有限公司和比商电车电灯股份有限公司等电力企业。1904年，比利时通用财团组建比商天津电车电灯公司（专供有轨电车用的发电机房见图1）。1906年，该公司在金家窑建成天津第一座交流发电厂（电灯房），一期工程安装2台1500kW交流汽轮发电机。1937年“七七事变”后，日本商人兴建了天津特一区发电厂（即后来的天津第一热电厂），先后投产2台1.5万kW发电机组，成为当时华北最

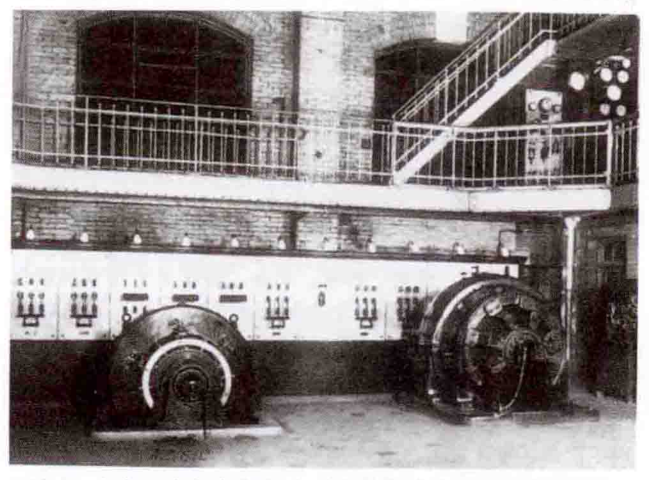


图1　比商天津电车电灯公司专供有轨电车用的发电机房

大的火电厂。到1949年末，天津发电装机总容量仅为9.8万kW，最大的机组容量为1.5万kW，年发电量2.05亿kW·h。输电线路最高电压为77kV，有22、6.5、3.3kV电压等级线路和24座变电站。

电源建设　1949年以后，天津市电力工业得到迅速发展，特别是自1978年以来，天津市相继兴建了军粮城发电厂、杨柳青发电厂、大港发电厂、盘山发电厂，并将天津第一发电厂改造为热电厂，成立了热电公司。20世纪80年代中期，天津市开始采用地方集资、中外合资办电的形式，以及因地制宜利用渤海天然气、风力及沼气等发电方式。从1986年开始，军粮城发电厂先后进行三、四期扩建，三期工程由天津市政府与电力工业部合资兴建，四期工程由国家能源投资公司和天津市津能投资公司共同出资建设。2010年，该厂五期扩建工程投产。始建于1937年的天津第一热电厂于1991年开始建设大机组，代替小机组，1995年全部竣工。蓟县在盘山六处峰点安装了6台150kW风力发电机，于1987年9月全部投入运行，解决了山区气象监测站和护林管理的用电问题。利用引滦及于桥水库双重水源兴建的于桥水电站于1988年并网发电。纪庄子污水处理厂的沼气发电机于1988年投入运行。由中国华能集团公司、天津市津能投资公司和北京广安华实投资管理有限公司共同出资的大港发电厂二期扩建工程分别于1991年和1992年建成投产。盘山发电厂一期工程于1996年投运，由北京国华电力股份有限公司、华北电网有限公司、天津市津能投资公司合资建设；二期工程分别于2001年和2002年投产发电，由大唐国际发电股份有限公司、天津市津能投资公司出资建设。1997年，天津市开发滨海新区，由天津市电力公司、天津经济技术开发区总公司和天津市津能投资公司集资兴建天津滨海燃气电厂，装机总容量5.6万kW。

截至2012年，天津市电力工业形成了多家办电、多种能源发电的格局。天津市发电装机容量1133.7万kW。其中火电装机容量1110万kW，水电装机容量0.5万kW，新能源装机容量23.2万kW。天津市年发电量586.9亿kW·h，其中水电发电量0.2亿kW·h，火电发电量582亿kW·h，风电发电量4.7亿kW·h。

电网建设　1993年，华北电力集团公司部署了“9511工程”（20世纪90年代初，中国出现严重的供电不足现象，国务院为此提出“9511工程”，提出到1995年11月基本解决缺电局面的目标）建设，加快天津电网建设速度。1998年，天津市被列为首批城网改造工程开工城市。天津市电力公司安排投资56.9亿元启动了“三年城网改造工程”，于2002年全面完成，使天津电网的结构和运行状况发生了显著变化。天津初步形成盘北—北吴—滨吴—盘滨500kV单环网，并与河北、东北建立网间联络。

2011年9月19日，国际上覆盖区域最广、功能最齐全（涵盖发电、输电、变电、配电、用电、调度6个环节和通信信息支持平台）的中新天津生态城智能电网综合示范工程建成投运。到2012年，天津电网与外部周边电网的联络通道有6个，以北郊、吴庄、滨海、东丽、芦台及板桥6座500kV变电站和盘山发电厂为支点，形成了单环网。220kV电网形成了西部、中东部两个双环型网架结构。220kV电网深入中心区直接降压至35kV及以下电压等级向城市供电，因为供电半径较大，市区不设110kV电压等级，只在农村仍保留110kV电压等级。年最高负荷达到1131.7万kW，售电量达607.8亿kW·h。

至2012年，天津地区有35kV以上变电站1114座，其中500kV变电站6座，220、110、35kV公用变电站分别77、200、831座。主变压器总容量7533万kV·A，35kV及以上输电线路长度2510.02km，形成了500kV单环网和220kV西部与中东部两个供电分区。2013年天津电网主接线图见图2。

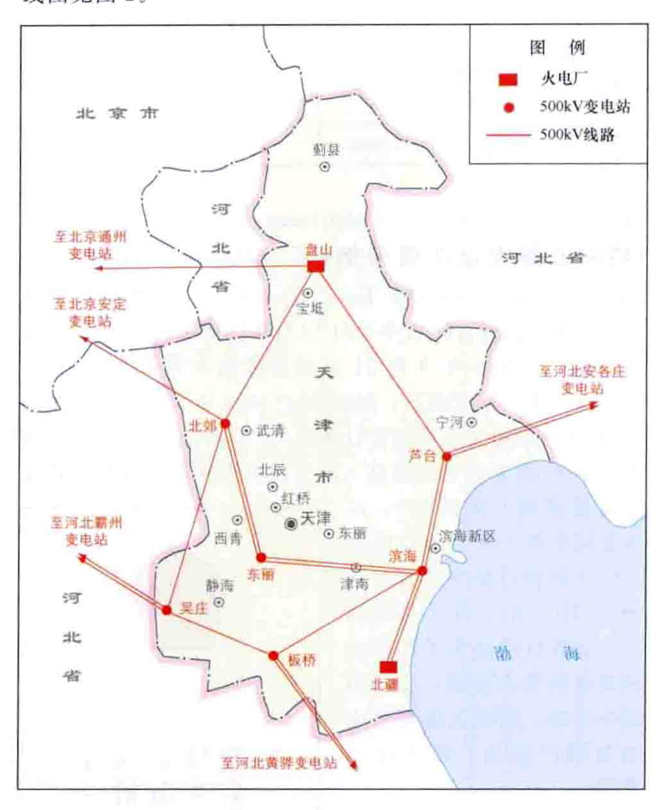


图2　天津电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1999年，天津市全社会用电量达211亿kW·h，其中工业用电量占71.0%，农林牧渔水利用电占4.0%，城乡居民生活用电占11.1%，其他用电占13.9%。2012年，天津市全社会用电量达722.49亿kW·h。其中，第一产业用电量达13.62亿kW·h，第二产业用电量达524.22亿kW·h，第三产业用电量达110.96亿kW·h，城乡居民生活用电量达73.69亿kW·h。

电力体制　1944年11月，环渤海湾经济区的京津唐77kV电网正式形成，标志着电力发展进入新阶段。1946年3月，冀北电力股份有限公司在北平成立，统一管理平津唐电网和北平、天津、冀北的电力企业。1949年，冀北电力公司改组为华北电业公司，直属燃料工业部领导，当年末改名为华北电业管理总局。1950年，撤销华北电业管理总局。同年，天津电业局成立，对天津地区发供用电实行统一管理。1956年，天津电业局撤销，此后三年，天津地区发供电单位由统管京津唐电网的北京电业局直接领导。1959年恢复天津电业局。1965年试办托拉斯，天津电业局改称电业分公司，1968年改称天津电业局革命委员会；1975年改称天津市电力局；1979年改称天津市电力工业局。1989年，

天津市电力公司成立。1995年撤销城区供电公司和环城供电公司，组建城东、城南、城西、东丽、津南、西青、北辰、杨柳青供电局（后于1996年并入西青供电局）。天津市电力公司以农网改造资金形成的资产参股，组建各县供电有限公司。1999年，宁河、武清及静海供电局相继改组成由天津市电力公司控股的供电有限公司。1999年5月，宝坻供电有限公司经过增资，也改为由天津市电力公司控股的公司。2001年2月，天津市电力公司全面转为实体性公司。2002年，天津市电力工业的管理体制实现“政企分开”、“厂网分开”。

天津市电力公司隶属于国家电网公司，负责天津市的电网规划、建设和运营，承担着保障天津市能源安全，为天津市经济社会发展提供安全、可靠、优质电力供应的任务。截至2012年底，天津市电力公司下辖23家基层单位，其中供电单位11个、施工单位1个、其他单位11个；供电面积1.19万km^2，供电营业户数413万户，供电业务人口超过1100万人，年销售电量607.8亿kW·h。

tianranqi ziyuan

天然气资源 （nature gas resources） 可产生气态可燃物质天然气的源泉。天然气是地下采出的，以甲烷为主的可燃气体，包括气田气、油田气、煤层气、泥火山气和生物生成气等。世界天然气开采量中主要是气田气和油田气。天然气是石蜡族低分子饱和烃气体和少量非烃气体的混合物，通常甲烷占85%～95%，其余为乙烷、丙烷、丁烷等。天然气为古生物遗骸长期沉积地下，经慢慢转化及变质裂解而产生的，具可燃性，多在油田开采石油时伴随而出或由纯天然气气田产出。油田伴生气通常是石油的挥发性部分，以气的形式存在于含油层之上，凡有石油的地层中都有，只是油、气量比例不同。天然气是优质燃料和化工原料，燃烧后无废渣、废水产生，具有使用安全、热值高、洁净等优势。

世界天然气资源　据世界能源理事会数据，至2008年底，世界天然气探明可采储量为185.54万亿m^3。中东（地中海东部与西部区域，从地中海东部到波斯湾的大片地区）拥有世界总量的40.8%，为75.67万亿m^3；欧洲27.0%，50.09万亿m^3；亚洲（不含中东）14.7%，27.32万亿m^3；非洲（不含中东）7.9%，14.61万亿m^3；北美5.2%，9.69万亿m^3；南美3.7%，6.85万亿m^3；大洋洲仅0.7%，1.31万亿m^3。表1列出了至2008年底世界及部分国家的天然气探明可采储量、产量及储采比。中国天然气探明可采储量3.09万亿m^3，占1.7%，居世界第13位。

2008年世界天然气总产量为38407亿m^3，储采比54.4（年）。其中，北美10523亿m^3，占27.4%，储采比10（年）；欧洲10312亿m^3，26.8%，50（年）；亚洲（不含中东）5791亿m^3，15.1%，49（年）；中东5413亿m^3，14.1%，大于100（年）；非洲（不含中东）3930亿m^3，10.2%，52（年）；南美1875亿m^3，4.9%，49（年）；大洋洲只有563亿m^3，1.5%，23（年）。天然气产量居前8位的国家依次为：美国7293亿m^3，俄罗斯6523亿m^3，加拿大2087亿m^3，阿尔及利亚2012亿m^3，伊朗1804亿m^3，挪威1413亿m^3，卡塔尔909亿m^3，沙特阿拉伯864亿m^3。中国761亿m^3，居世界第12位。

表1　至2008年底世界及部分国家的天然气探明可采储量、产量及储采比

国家	至2008年底天然气探明可采储量		2008年天然气产量（亿m^3）	储采比（年）
	（亿m^3）	所占比例（%）		
世界合计	1855440	100.0	38407	54.4
俄罗斯	449000	24.2	6523	68.8
伊朗	296100	16.0	1804	>100
卡塔尔	251720	13.6	909	>100
土库曼斯坦	84000	4.5	661	>100
沙特阿拉伯	75690	4.1	864	87.8
美国	70220	3.8	7293	11.2
阿联酋	64320	3.5	801	>100
尼日利亚	52920	2.9	646	98.9
委内瑞拉	49830	2.7	713	>100
阿尔及利亚	45040	2.4	2012	41.6
印度尼西亚	31860	1.7	816	41.2
伊拉克	31700	1.7	148	>100
中国	30900	1.7	761	40.6
哈萨克斯坦	30000	1.6	335	>100
马来西亚	23300	1.3	751	36.6
挪威	22150	1.2	1413	21.7
埃及	21700	1.2	548	41.1
科威特	17800	1.0	142	>100
加拿大	17540	0.9	2087	9.3
乌兹别克斯坦	17450	0.9	637	27.4

注：储采比——年底剩余可采储量与当年产量之比。
资料来源：世界能源理事会《世界能源资源调查2010》。

中国天然气资源　中国沉积岩分布面积广，陆相盆地多，形成多种天然气储藏的地质条件。根据中国国土资源部公布的2008年全国油气资源评价结果，中国天然气远景资源量55.89万亿m^3，地质储量35.03万亿m^3，可采储量22.03万亿m^3。从资源的成因类型看，高成熟的裂解气和煤层气占主导地位，分别占总资源量的28.3%和20.6%，油田伴生气占18.8%，煤层吸附气占27.6%，生物气占4.7%。从资源品位看，常规天然气资源占76.11%，低渗透天然气资源占23.89%。从资源地区分布看，相对集中在陆上西部的塔里木、鄂尔多斯、四川、柴达木、准噶尔盆地，东部的松辽、渤海湾盆地，以及东南沿海和南海海域。从资源开发看，基本形成川渝、塔里木、鄂尔多斯、柴达木、准噶尔、松辽、东海、莺至琼年产量大于10亿m^3的8大产气区。

据国家统计局公布数据，截至2010年底，中国天然气基础储量（指剩余可采储量）37793亿m^3。其中，陆上35100亿m^3，占92.9%；海域2693亿m^3，占7.1%。陆上按六大地区分，西北占全国的41.7%，西南占23.0%，华北占20.6%，东北占6.2%，华东占1.0%，中南占0.3%。其中，基础储量超过5000亿m^3的新疆、内蒙古、四川、陕西4省区合计28157亿m^3，占全国的74.5%。中国天然气资源探明率20%，勘探正处于快速增长的初期阶段。表2列出了2010年中国拥有资源省区的天然气基础储量、生产量及储采比。

表 2　2010 年中国拥有资源省区天然气基础储量、生产量及储采比

省（区、市）	至 2010 年底天然气剩余可采储量（亿 m^3）	2010 年天然气产量（亿 m^3）	储采比（年）
全　国	37 793.20	948.48	39.8
天　津	288.64	17.20	16.8
河　北	359.32	12.70	28.3
内蒙古	7149.44		
辽　宁	209.43	8.00	26.2
吉　林	681.26	13.70	49.7
黑龙江	1454.98	30.00	48.5
上　海		3.30	
江　苏	23.66	0.60	39.4
安　徽	0.06		
山　东	366.99	5.33	68.9
河　南	99.21	6.72	14.8
湖　北	4.68	2.00	2.3
广　东	0.31	78.40	
广　西	3.39		
海　南	0.70	1.80	0.4
重　庆	1921.02	1.20	1600.9
四　川	6763.11	237.65	28.5
贵　州	10.61	0.12	88.4
云　南	2.41	0.06	40.2
陕　西	5628.11	223.50	25.2
甘　肃	191.80	0.20	959.0
青　海	1321.89	56.10	23.6
宁　夏	2.75		
新　疆	8616.43	249.90	34.5
海　域	2693.00		

资料来源：中国国家统计局《中国统计年鉴 2011》和《中国能源统计年鉴 2011》。

中国天然气产量由 1952 年的 0.08 亿 m^3 增加到 1970 年的 28.70 亿 m^3；1976 年突破 100 亿 m^3，1996 年突破 200 亿 m^3，2010 年接近 950 亿 m^3。1953～2010 年 58 年间年均增长率 17.6%，其中 1976 年前 24 年间高达 34.7%，1977～1996 年 20 年间 3.5%，1997～2010 年 14 年间 11.7%。2010 年全国天然气产量 948.48 亿 m^3，储采比 39.8（年）。六大地区天然气产量比例及储采比为：西北 55.8%，29.8（年）；西南 25.0%，36.4（年）；中南 9.4%，1.2（年）；东北 5.5%，45.4（年）；华北 3.3%，260.8（年）；华东 1.0%，42.3（年）。其中，产量超过 200 亿 m^3 的新疆、四川、陕西 3 省区合计 711.05 亿 m^3，占全国的 75.0%，天然气储采比 29.4（年）。

见一次能源。

tiaozheng dianli jiegou

调整电力结构 (power structure adjustment)

改变电源和电网构成、提高技术装备水平和优化电力布局，进行电力资源优化配置的行为。中国电力结构调整包括调整电源结构和调整电网结构。

调整电源结构　优先选用对环境影响较小的发电能源和方式，统筹安排电源布局，优化资源配置的行为。调整电源结构包括优化发电能源结构、优化发电机组结构和优化电力布局。

优化发电能源结构　提高清洁能源比重，减少对煤电的过度依赖。清洁能源即无污染或少污染的能源，尤指无大气污染物和温室气体排放的能源，包括天然气、可再生能源、核能等。优化发电能源结构的方向是优先开发水电，优化发展煤电，安全高效发展核电，积极发展风电等可再生能源发电，适度发展天然气发电，因地制宜发展分布式发电，配套建设蓄能水电等调峰电源。

优化发电机组结构　在采用对环境影响较大的火电（特别是煤电）机组时，优先选用热效率高的大容量、高参数、环保型机组。通过减少同等发电量下的污染物排放，减轻对环境的影响。优化发电机组结构的关键是加强传统能源清洁高效利用，方向是加快淘汰落后产能，提高大容量高参数机组装机比重，推行清洁煤发电技术，发展热电联产。2000～2012 年中国发电装机组成见图 1。

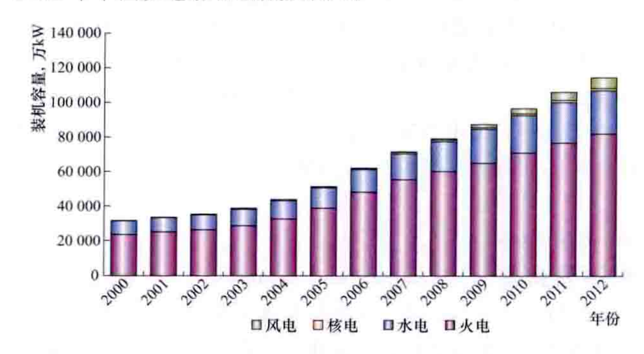


图 1　2000～2012 年中国发电装机组成

优化电力布局　根据能源资源配置，对电力的生产、输送进行合理的区域性安排，从而提高电力系统安全性、可靠性、经济性和互动性。优化电力布局的关键是经济合理利用能源资源，促进更大范围内实现能源资源的优化配置。优化电力布局的方向是加快推进水电基地、煤电基地、核电基地建设和新能源发电，继续推进输煤与输电并举。2000～2012 年中国发电量组成见图 2。

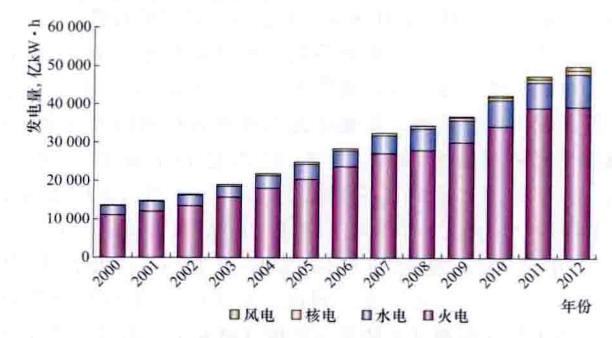


图 2　2000～2012 年中国发电量组成

调整电网结构　根据能源资源的分布和消纳方式，加强电网的资源配置能力、优化网架结构、提高运行的安全性和供电的可靠性等行为。电网发展的目标是满足大范围资源优化配置的需要，实现远距离、大容量送电，友好接入多种可再生能源发电方式，构建安全、环保、高效、互动的现代电网体系。调整电网结构的方向是适应大规模跨区输电和新能源发电并网要求，加快现代电网体系建设，进一步扩大西电东送规模，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，依托信息、控制和储能等先进技术，推进智能电网建设，切实加强城乡电网建设与改造，增强电网优化配置资源能力和供电可靠性。

参考书目

刘振亚．中国电力与能源．北京：中国电力出版社，2012.

tiaozheng nengyuan jiegou

调整能源结构 （energy structure adjustment） 改变能源生产和消费中各类能源构成及比例关系的行为，又称调整能源构成。能源结构直接影响各类产业的最终用能方式。中国调整能源结构的目标是通过能源技术、产业结构和制度创新等手段，尽可能减少煤炭、石油等化石能源的开发与消耗，大规模开发和使用清洁能源与可再生能源，实现能源由高碳型向低碳型的转变。遵循的原则是：减少化石能源使用，保障能源安全供应，提高能源使用效率和节约能源，保护环境，适应国际发展格局，有利于能源技术的发展及社会的可持续发展。调整能源结构包括调整能源生产结构和调整能源消费结构。

调整能源生产结构 改变各种能源的产量占能源生产总量比重的行为。能源生产总量是一定时期内全国煤炭、石油、天然气的产量以及水能、核能、风能、地热能等其他能源的发电量的总和。中国能源资源呈现“富煤、缺油、乏气”的特征。中国是世界上最大的能源生产国，能源生产结构调整取得了一定成效。煤炭、石油等化石能源比重不断降低，清洁能源和可再生能源比重增加，形成了煤炭、电力、石油、天然气以及可再生能源全面发展的能源供应体系（见图 1）。今后相当长时期内，中国能源构成仍将以煤炭为主，能源生产结构调整要进一步控制煤炭生产过快增长，加大石油、天然气勘探开发力度，稳定国内石油产量，促进天然气产量快速增长，推进煤层气、页岩气等非常规油气资源的开发利用，在做好生态保护和移民安置的前提下积极发展水电，在确保安全的基础上高效发展核电，积极发展风能、太阳能、生物质能、地热能等新能源发电。（见煤炭资源、石油资源、天然气资源、水能资源、风能资源、太阳能资源、生物质能资源、地热资源）

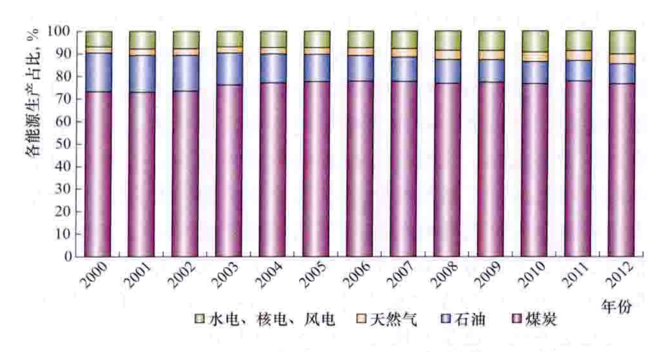


图 1 2000～2012 年中国能源生产结构调整情况

调整能源消费结构 改变各种能源的消费量占能源消费总量比重的行为。能源消费总量是一定时期内全国各行业和居民生活消费的煤炭、石油及其制品、天然气、电力等能源的总和。中国能源消费结构以煤炭为主，与发达国家相比，中国的煤炭比重偏高，而清洁能源比重偏低。1978 年以来，中国能源消费结构正在发生积极的变化（见图 2）。与 1978 年相比，2011 年中国煤炭消费比重总体呈下降趋势，但其所占比例仍然维持在 65%以上；石油消费比重变化幅度不大，均为 20%左右；天然气、水电、核电及其他能源消费比重持续增加。调整能源消费结构要继续加快石油、天然气和水电与核电的开发，提高煤炭转换为二次能源的比重和电力占终端能源消费比重。

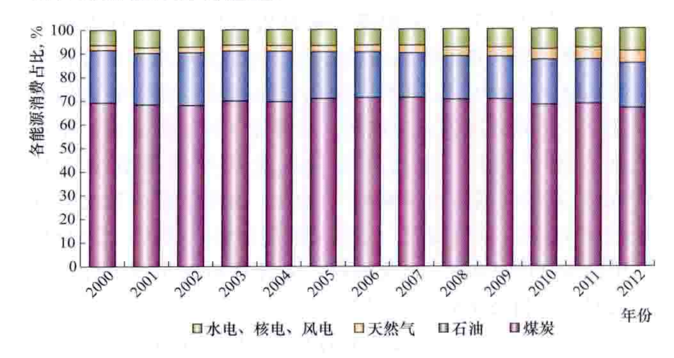


图 2 2000～2012 年中国能源消费结构调整情况

tingyun zhuangtai

停运状态 （outage state） 元件或系统由于直接相关的事件引起的不能执行规定功能的状态。对于电力系统，停运状态是指元件或系统完全或部分与系统断开的非运行状态。元件或系统不论因内部单元失效，还是因另一个元件或系统的停运而造成的停运均记为停运状态。如双绕组变压器的一侧或两侧与系统断开属停运状态；三端连接架空输电线的一端与系统断开时，断开的一侧线路属停运状态，仍然承载功率的另两侧线路则属运行状态；在任一侧不带电的断路器属停运状态，断路器本身处于断开或闭合位置不影响断路器在系统中所处的状态。元件停运状态又分为部分停运状态和完全停运状态。部分停运状态指元件部分断电或（和）其出线端未全部接入系统，不执行其在系统中的某些规定功能的状态。完全停运状态指元件完全断电，或不执行其在电力系统中的任何规定功能的状态。

tongxin jishu

通信技术 （communication technology） 对信息的传递、交流、管理和处理等各种技术的总称。通信技术的最终目的是传送信息，多借助通信系统和信息管理相关软件实现。电力通信网是通信技术在电力系统中的具体应用。

分类 科学技术发展日新月异，现代通信技术的发展也非常迅速，主要包括数字化技术、微电子技术、计算机技术、光子技术和空间通信技术。

数字化技术 现代通信中传递和交流的信息基本都是数字化的信息。数字化技术是现代通信技术的技术基础。数字通信就是将信息发送者发出的模拟信号经过数字终端编码成为数字信号，再经过信道编码变成适合于信道传输的数字信号，然后由调制解调器把信号调制到系统所使用的数字信道上，在信号接收端经过相反的变换最终把信息传送给信息接收者。数字通信具有抗干扰能力强，便于存储、处理和交换等特点，已经成为现代通信网中最主要的通信技术基础。

微电子技术 电子技术，特别是微电子技术是信息技术的关键，是现代通信技术的重要硬件设备技术基础，它在很大程度上决定着硬件设备的运行能力。在硅芯片上能集成的元器件的数目，是衡量微电子技术发展程度的一个重要指标。

计算机技术 电话交换技术与计算机技术紧密结合，使

交换技术数字程控化。计算机技术是现代通信技术的基础核心。通信与计算机融为一体，使通信技术得到了飞跃式发展。现代数字程控交换机及同步数字系列（SDH）光传输系统大量采用了计算机及软件技术进行控制和管理。

光子技术　1964年物理学家高锟（1933—）首先提出利用玻璃纤维实现远距离通信。光子技术是利用光纤进行通信的基础。20世纪70年代，美国首先制成了实用的玻璃光导纤维，使光纤通信成为现实。随着光子技术的发展，出现了电子-光子芯片，使光纤通信系统从准同步数字系列（PDH）系统向同步数字系列（SDH）光传输系统和光波分复用（WDM）系统发展。光交叉连接设备（OXC）、光分插复用设备（OADM）、光交换机、光计算机的出现，标志着全光网的通信技术时代的到来。

空间通信技术　航天技术的发展，促进了现代空间通信技术的发展。空间通信技术是利用卫星进行通信的基础。从1957年苏联发射第一颗人造地球卫星以来，火箭、航天飞机等空间技术发展非常迅速。把通信卫星送到各种轨道的技术已经成熟，通信卫星正向大容量、长寿命方面发展。低轨道卫星通信系统的利用，使地面、空间的通信系统连成一体，为真正的全球通信奠定了基础。

电力通信网　保证电力系统安全稳定运行的专用通信系统。它和安全稳定控制系统、电网调度自动化系统共同构成了电网安全、稳定、经济运行的三大支柱，成为现代化电网赖以生存的重要组成部分。由于电力通信网对通信的实时性、可靠性、连续性、快速性和准确性具有严格的要求，并且电力部门拥有发展通信的特殊资源优势，因此，世界上大多数国家的电力公司都建立了电力系统专用通信网。中国自1978年批准建设电力专用通信网以来，已经形成了覆盖全国的电力通信网。

电力通信网的主要作用为：传送电力系统远动、保护、负荷控制、调度自动化等运行、控制信息，保障电网的安全、稳定、经济运行；传输各种生产指挥和企业管理信息，为电力系统的现代化提供高速率、高可靠的信息传输网络。

发展过程　大致可分为语言和文字通信阶段、电通信阶段和电子信息通信阶段。

（1）第一阶段是语言和文字通信阶段，这一阶段的通信方式简单、内容单一。

（2）第二阶段是电通信阶段。1837年美国发明家S.F.B.莫尔斯（S.F.B. Morse，1791—1872）发明电报机，并设计莫尔斯电报码；1876年美国（英国裔）发明家A.G.贝尔（A.G.Bell，1847—1922，见图1）发明电话机，使得电磁波不仅可以传输文字，还可以传输语音，大大加快了通信的发展进程；1895年意大利无线电工程师G.M.马可尼（G.M. Marconi，1874—1937，见图2）发明无线电设备，开创了无线电通信发展的道路。


图1　A.G.贝尔


图2　G.M.马可尼

（3）第三阶段是电子信息通信阶段。电子管、晶体管的出现，使得通信技术迅速发展。1977年第一条光纤通信线路投入运行。通信技术与计算机技术、图像技术的结合，使通信技术进入崭新的发展阶段，促进通信业向数字化、智能化、综合化、宽带化和个人化方向发展。

见网络技术、数据库技术、控制技术、多媒体应用技术。

参考书目

张淑娥，孔英会，高强．电力系统通信技术．2版．北京：中国电力出版社，2009.

鲜继清，刘焕淋，蒋青，等．通信技术基础．北京：机械工业出版社，2009.

tongji baobiao zhidu

统计报表制度

（system of statistical report）　对调查对象根据原始资料，按照统一的表格形式、指标体系、报送时间和报送程序，由下而上逐级报送统计资料的统一规定。它是中国统计调查方法体系中一种重要的组织形式。电力行业统计报表制度是为了解电力行业生产经营活动的基本情况，填报统计资料的技术规范。

统计报表的作用　包括：①定期提供全面、系统、准确的统计资料；②为各级机构和业务主管部门制定政策、指导工作、编制和检查国民经济和社会发展计划提供依据；③为基层单位开展业务工作、进行生产经营活动提供信息。

统计报表的分类　包括：①按统计报表的主管系统和报表内容分，有国家统计报表、部门统计报表和地方统计报表三种。国家统计报表由国家统计局制定，反映全国性的经济和社会基本情况。部门统计报表由国家统计局以外的国务院各业务部门制定，是满足本部门业务管理需要的专业统计报表，只在主管部门系统内施行。地方统计报表是省及省以下各级人民政府统计部门和其他具有行政管理职能的部门，为适应各地区特点制定的统计报表，用来满足地方的专门需要，只在本地区有关单位施行。②按统计报表的报送周期分，有年度报表和定期报表两种。年度报表每年编制一次，国家从上而下每年布置一次年报编制工作，发布年度报表格式、填表说明和有关规定。年度报表的统计资料要根据进度台账填报，月度、季度报表的统计资料如有差错，要更正和调整。定期报表的长短与报表的指标内容详简有关。日报表根据原始记录编制，并作为填写进度台账的依据。月报表根据进度台账编制。③按统计报表的填报单位分，有基层报表和综合报表两种。基层报表由基层企事业单位填报；综合报表由各级主管部门和地方统计部门逐级汇总填报。④按统计报表的报送方式分，有纸介质报表、电子邮件报表和网络直报报表三种。中国在主要专业领域正逐步取消纸介质报表，完善报送系统，逐步实现通过网络直接报送统计资料。

tongji diaocha

统计调查

（statistical survey）　根据统计目的，有计划、有组织、科学地收集统计资料的活动。统计调查是统计整理和统计分析的基础，是保证统计工作质量和统计资料真实、可靠、准确的关键。统计调查要坚持实事求是、准确性（如实反映情况）、及时性（及时反映，及时预报）、完整性（数字与情况相结合）等原则。

种类　包括：①按调查的组织方式分，有统计报表制度

和专门调查。统计报表制度是对调查对象根据原始资料，按照统一的表格形式、指标体系、报送时间和报送程序，自下而上的提供统计资料进行的统一规定。专门调查是为了某一特定目的而专门组织的统计调查。包括普查、抽样调查、重点调查及典型调查等。②按调查的时间连续性分，有经常性调查和一次性调查。经常性调查是随时对调查对象在时间上的发展变化情况进行连续不断的登记，主要目的是获得事物发展全过程及其结果的统计资料。一次性调查是对事物每隔一段时间在一定节点上的状态进行登记的活动，主要目的是获得事物在某一时间点上的水平、状况的统计资料。③按调查范围分，有全面调查和非全面调查。全面调查是对被调查对象中的所有单位进行调查，主要目的是要取得全面、系统、完整的总量资料，包括普查等。非全面调查是对被调查对象中一部分单位进行调查，包括重点调查、典型调查、抽样调查和非全面统计报表等。④按调查的抽样方法分，有非随机抽样调查与随机抽样调查。非随机抽样是按照调查人员主观意志设立的某个标准从方便出发抽取样本的方法。随机抽样是按照随机的原则，即保证总体中每个单位都有同等机会被抽中的原则抽取样本的方法。

方法　常用的有观察法、报告法、实验法、采访法和通信法。①观察法分为人工观察法和机械观察法。人工观察法是调查人员通过对调查对象进行现场直接观察、计数和测量等取得资料的方法。机械观察法是用机器取代人员进行观察的方法。②报告法即报表法，是由填报单位按照报表制度的有关规定，按时向上级机关报送统计资料的方法。③实验法是实验者按照一定实验假设、通过改变某些实验环境的时间活动认识实验对象的本质及其发展规律的调查方法。④采访法是由调查人员向被调查者询问，根据被调查者的回答取得资料的方法。有时也采取开调查会的形式（如现场事故调查会等）。⑤通信法是调查机关通过邮寄或其他通信方法，将调查表分发或邮寄给被调查者，由被调查者按要求将填好的表格寄回，从而收集到所需资料的方法。

方案　开展统计调查前制订调查实施计划，以保证统计调查有目的、有计划、有组织地进行，并取得真实、可靠、准确的统计资料。一般包括：①调查目的。阐明为什么要进行调查，调查要解决什么问题，通过调查要取得什么资料。②调查对象、调查单位和报告单位。主要是明确向谁调查，由谁具体提供统计资料和由谁负责向统计调查机关报告。③调查表和填报说明书。调查内容通过调查表反应出来，调查表是把所要调查的内容按照一定的结构和顺序排列成的表格；调查表的格式确定后，还要编制填表说明和内容解释，提示填表时应注意的事项。④调查时间、工作时限及空间标准。调查时间是调查资料所属的时期或时点；工作时限是调查工作需要进行的时间；空间标准是调查单位接受登记调查资料的地点。对于大型调查，还需制定组织措施，包括组织机构、人员培训、调查宣传、经费筹措、经费预算和开支办法、调查资料的报送办法、提供或者公布调查成果时间等。

电力统计调查是根据电力统计的目的，有计划、有组织、科学地收集电力生产与消费的相关统计资料的过程。它可以根据调查的内容与范围，选择合适的统计调查方法与类别，并设计统计调查方案。

tongji fenxi

统计分析　(statistical analysis)　根据统计的目的和要求，运用科学的理论和方法，对统计调查和整理后的统计资料进行剖析的过程。它是统计调查、整理工作的深入和继续，是统计工作的最重要阶段。

原则　包括：①统计资料须经过核实、加工、整理，采用的数字必须真实、可靠、准确；②从事物有关各方面的相互联系、相互制约及发展变化中分析研究，防止片面性；③既要反映执行国家政策的情况，又要分析执行国家政策的结果；④要做到专业队伍与群众相结合、数字与情况相结合，注意听取各方面的意见。

步骤　包括：①选题，确定分析研究的目的、范围、主题思想和基本内容；②建立分析指标体系，使分析对象具体化；③搜集和整理资料，根据分析目的和建立指标体系的需要，搜集和整理相应的统计资料；④确定正确的统计分析方法；⑤撰写统计分析报告。统计分析报告是统计分析的最终环节，要言之有物，用数据说话，文字简明扼要、观点明确，内容真实可靠、政策性强。

种类　按涉及问题的广泛程度分，有综合分析和专题分析；按分析问题的范围分，有宏观分析和微观分析；按时间次序分，有事前预测分析、事中控制分析和事终总结分析。

方法　分为经验分析法和数理统计法两类。经验分析法是指一些与初等数学知识和人们的经验相关联的方法，大都是依经验而产生，凭经验而完善，靠经验检验其正确性。常用的经验分析法有对比法、分组法、平衡法和指数法。数理统计法是以数学理论，特别是概率论为基础，对客观现象进行研究的方法。它往往通过对现象貌似偶然的变动进行总体观察，从而探索其必然规律。数理统计分析方法有相关分析法、回归分析法、指数分析法、判别分析法、聚类分析法、主成分分析法、模糊分析法等。

tongji zhibiao tixi

统计指标体系　(system of statistical index)　反映复杂现象各方面数量特征及其变化全过程的，由若干个相互联系的统计指标组成的结构系统。对不同的调查统计目的或对象，应制定不同的统计指标体系。中国对工业经济效益评价考核指标体系，规定了总资产贡献率、资本保值增值率、资产负债率、流动资产周转率、成本费用利润率、全员劳动生产率、产品销售率等7项指标；对于企业经济效益评价指标体系，规定了销售利润率、总资产报酬率、资本收益率、资本保值增值率、资产负债率、流动比率（或速度比率）、应收账款周转率、存货周转率、社会贡献率、社会积累率等10项指标。

指标　反映社会现象某一方面在具体时间、地点、条件下数量或数量关系的统计数。它由指标名称、数据和计量单位组成。

指标的分类包括：①按说明的总体现象内容分，有数量指标和质量指标。数量指标是反映社会经济现象总规模、总水平或工作总量的统计指标；质量指标是反映社会经济现象相对水平或平均水平的统计指标。②按作用和表现形式分，有总量指标、相对指标和平均指标。总量指标是反映总体现象规模的统计指标；相对指标是两个有联系的总量指标相比

较的结果，说明总体现象的发展变化和总体的结构等；平均指标是按某个数量标志说明总体现象一般水平的统计指标。③按作用功能分，有描述指标、评价指标和预警指标。描述指标是反映社会经济运行的状况、过程和结果，实现对社会经济现象基本认识的统计指标；评价指标是用于对社会经济运行的结果进行比较、评估、考核，以检查其工作质量和经济效益的统计指标；预警指标是对社会经济运行进行监测，对即将发生的失衡、失控等现象进行预报和警示的统计指标。

建立的原则　包括：①符合认识对象本身的性质、特点、关系和运动过程，要具有科学性；②考虑经营管理或研究目的需要；③与计划、财会及有关专业的指标统一，指标的名称、计算范围、计算方法和计量单位要一致；④考虑需要和可能，既要从经济管理工作的需要出发，又要依据实际的经济管理水平和技术水平；⑤具有相对稳定性和连续性，以保证统计资料的可比性，有利于统计资料的积累和数据库的建立。

touru-chanchufa

投入产出法　(input-output method)　研究国民经济各部门之间、各部门内部或企业内部各组织之间生产和消费相互依存数量关系的一种经济分析方法。美国经济学家W.里昂惕夫（W. Leontief，1906—1999）首先提出并将其运用于经济分析。电力需求预测中的投入产出法是指根据未来时期全国或地区的投入产出表，建立数学模型，计算消耗系数，进而预测电量需求的方法。投入是指各部门经济活动中的各种消耗，包括原材料、电能等物质和人力消耗；产出是指各部门经济活动的结果，可以是产量、货物运输量。投入产出表可分为实物型和价值型两种。假定价值型投入产出表如表所列。

价值型投入产出表

投入＼产出			中间产品 部门 j				最终产品 Y_i	总产品 X_i
			1	2	…	n		
物质消耗	部门 i	1	x_{11}	x_{12}	…	x_{1n}	Y_1	X_1
		2	x_{21}	x_{22}	…	x_{2n}	Y_2	X_2
		⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
		n	x_{n1}	x_{n2}	…	x_{nn}	Y_n	X_n
净产值 N			N_1	N_2	…	N_n		
总产值 M			M_1	M_2	…	M_n		

从表的横向看，是分配使用平衡关系式，即中间产品+最终产品=总产品，简记为 $\sum_{j=1}^{n} x_{ij} + Y_i = X_i$，$i=1, 2, \cdots, n$。$x_{ij}$ 表示 j 部门的产品生产中要消耗 i 部门产品的数量，X_i 表示 i 部门产品总量。直接消耗系数 a_{ij} 表示 j 部门每生产单位产品所消耗的 i 部门产品的数量，即 $a_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_j}$。上述方程组可写成矩阵形式 $[\boldsymbol{I}-\boldsymbol{A}]\boldsymbol{X}=\boldsymbol{Y}$。给定某一超前年度的总产品的估计值或计划数 $\boldsymbol{X}_T$，即可预测出最终产品产量或产值 $\boldsymbol{Y}_T = (\boldsymbol{I}-\boldsymbol{A})\boldsymbol{X}_T$。

从表的纵向看，是生产消耗平衡关系式，即物质消耗+净产值=总产值，简记为 $\sum_{i=1}^{n} x_{ij} + N_j = M_j$，$j=1, 2, \cdots, n$。引入直接消耗系数 a_{ij}，并设 $d_{ij} = \sum_{i=1}^{n} a_{ij}$，则上述方程组表示为 $(\boldsymbol{I}-\boldsymbol{D})\boldsymbol{M}=\boldsymbol{N}$。物质消耗 $(\boldsymbol{D}_X)$ 的预测模型为 $\boldsymbol{D}_{XT} = [(\boldsymbol{I}-\boldsymbol{D})^{-1}-\boldsymbol{I}]\boldsymbol{N}_T$。

利用投入产出表及其预测模型，可以很方便地预测需电量。设电力生产部门为 i 部门，则可以应用投入产出模型得到各部门对电力部门产品的直接消耗系数 a_{ij}，从而可由 $a_{ij}X_j$ 得到各部门的需电量，总加起来就可得到全地区的需电量。

touzi gusuan

投资估算　(investment estimation)　在项目建设规划、项目建议书和初步可行性研究等前期各阶段工作中，根据项目已明确的技术经济条件、现有的资料，对建设项目的投资额进行的初步估算。投资估算是按照国家和行业现行的政策法规、规程、规范、定额标准，依据预可行性研究报告估算的设计工程量，采用编制年价格水平（人工、材料、施工机械使用费以及设备价格等），编制形成以货币量表现的费用总和。投资估算是项目前期各阶段进行多方案比选，合理确定项目规划、规模及投资的基础，也是资金筹措方案设想和经济效益初步评价的基础，是项目前期投资决策的重要依据之一，是项目建设前期编制项目建设规划、项目建议书和初步可行性研究报告的重要组成部分。投资估算应做到方法科学、基础资料完整、依据充分。

见工程造价管理。

tujian gongcheng shigong

土建工程施工　(civil work)　组织施工队伍通过浇筑、修造形成建（构）筑物、设备基础及支架、道路等各类土建成品的过程。土建工程施工的依据是设计文件、制造厂技术资料，行业工艺规程、规范及施工单位编制的施工方案、施工措施。大型土建工程的施工应采用网络进度计划管理，流水作业施工，以合理使用人、财、物资源，降低工程成本。

土建工程有投资大、建设周期长、土石方及混凝土工程量大、施工面广等特点。在施工中应严格执行各项质量管理制度，如原材料质量控制制度、中间产品质量检验制度、隐蔽工程验收制度、工程项目质量验收制度等。气候对土建工程施工的安全和质量影响较大，应有科学合理的季节性施工措施，如冬季混凝土的早强和防冻养护措施，屋面防水的冬季施工措施，雨季施工的防塌方措施、防施工机械雷击和轨道塌陷措施等。

土建工程一般与安装工程同时移交给建设单位，但设备基础、预埋件等交付安装前应与安装单位办理交接手续。在整体移交前需要先投用的部分（消防、空调、装饰等），应办理由生产单位代管的手续，以免损坏。火电厂、水电站的土建工程施工内容差别较大，风电工程、太阳能光伏工程、变电站工程的土建工程施工与火电厂施工类同，但规模和项目较少。

火电厂土建工程　一般包括主厂房及辅助厂房、烟囱、水塔、灰场、沟渠、地下设施、道路等，施工内容一般分为

建筑施工测量、爆破工程、地基与基础工程、主体工程、外围工程等。主厂房及辅助厂房的施工又可分为主体工程、屋面防水工程、楼面地面工程、门窗工程、装饰工程、电气工程、暖卫工程、通风空调工程、消防工程、给排水工程、电梯安装等。一般的施工程序是施工准备，桩基工程施工，土石方开挖、降水、钢筋混凝土工程施工（基础及上部结构浇灌，预制件吊装，地下设施施工），钢结构施工，屋面施工，楼面、地面施工，砌砖、粉刷，附属厂房施工，上下水、采暖、卫生、消防、照明、通风、空调施工，装饰工程施工等。

水电站土建工程　主要包括挡水工程（大坝等）、泄水排沙工程、引水工程、发电厂工程、航运工程、过木工程、鱼道工程以及灌溉渠道工程等。施工的内容包括土石方工程（土石方开挖、填筑、砌石、抛石工程等）、混凝土工程（常态和特种混凝土的制备、施工、养护温控等）、地下工程（地下工程开挖、锚喷支护、灌浆等）。施工的程序一般为施工准备（导流工程等各项临时工程施工）、各项主体建筑工程施工和土建工程完建三个阶段。

见工程施工。

tuijianxing biaozhun

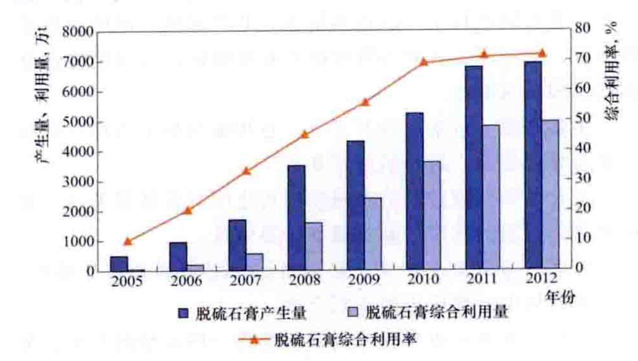
推荐性标准　（voluntary standard）　组织在生产、经营活动中，自愿采用的标准，又称非强制性标准或自愿性标准。推荐性标准不具有强制性，任何组织均有权决定是否采用。违反此类标准，不承担经济或法律方面的责任。推荐性标准一经接受并采用，或各方商定同意纳入经济合同中，就成为各方必须共同遵守的技术依据，具有法律约束性。

中国的推荐性标准在标准编号中含有“/T”。GB/T 是中国国家标准中推荐性标准的代号，DL/T 是中国电力行业标准中推荐性标准的代号。

tuoliu shigao zonghe liyong

脱硫石膏综合利用　（comprehensive utilized of desulphurized gypsum）　将火电厂湿法烟气脱硫产生的脱硫石膏经加工处理后作为资源加以利用的措施。脱硫石膏是火电厂采用钙基吸收剂对含硫烟气进行湿法脱硫净化处理后产生的副产品，其纯度与天然石膏相似。脱硫石膏大宗利用主要包括用作水泥缓凝剂，制备纸面石膏板、石膏砌块、粉刷石膏以及做土壤调理剂等。

脱硫石膏的研究始于 20 世纪 70 年代末 80 年代初，日本、美国、德国等国家都非常重视工业副产石膏的综合利用，已形成较为完善的研究、开发、应用体系。大部分脱硫石膏都应用在建材行业，包括生产建筑石膏粉、石膏板等各种建筑材料。德国、日本的脱硫石膏已基本实现全部利用。2005 年后，中国火电厂烟气脱硫机组快速增加，其中，90%以上采用石灰石/石灰-石膏湿法烟气脱硫技术，脱硫石膏已广泛应用于多个领域。2005～2012 年中国电力行业脱硫石膏综合利用情况如图所示。



2005～2012 年中国电力行业脱硫石膏综合利用情况

见固体废物控制。



wangluo jishu

网络技术 (network technology) 采取一定的通信协议，将分布在不同地点上的多个独立计算机系统通过互联通道（即通信线路）连接在一起，从而实现数据和服务共享的技术。网络技术是现代计算机技术与通信技术相结合的产物，借助网络技术可以传递信息，共享软件、硬件和数据等资源，把网络上分散的资源融为有机整体，实现资源的全面共享和有机协作。

主要功能 包括资源共享、信息传输与集中处理、负载均衡与分布处理、综合信息服务等。

资源共享　通过网络实现使用者之间对信息服务及计算机软硬件资源的共享，随时随地传递信息。

信息传输与集中处理　数据通过网络传递到服务器中，由服务器集中处理后再回送到终端。

负载均衡与分布处理　负载均衡将一些大型的工作任务分成若干个子任务，平衡、分摊给网络上的各台计算机完成。分布处理指组成网络的多台计算机协同工作，按照协作的方式实现信息交流和资源共享。

综合信息服务　在一套系统上提供集成的信息服务，又称多维化，是网络发展的一大趋势。

核心技术 包括协议、交换、互联等技术。

协议　通信双方必须遵守的规则、标准、约定。网络层协议主要有以太网、令牌网、分组交换网的X.25、帧中继、异步传输模式（ATM）协议等；互联层协议主要有网际联协议（internet protocol，IP）、路由信息协议（routing information protocol，RIP）、因特网控制消息协议（internet control messages protocol，ICMP）；传输层协议主要有传输控制协议（transmission control protocol，TCP）和用户数据报协议（user datagram protocol，UDP）；应用层协议主要有网络终端协议（Telnet）、文件传送协议（file transfer protocol，FTP）、简单邮件传送协议（simple message transfer protocol，SMTP）、域名系统（domain name server，DNS）、简单网络管理协议（simple network management protocol，SNMP）、超文本传送协议（hyper text transport protocol，HTTP）等。

交换　在两个或多个设备之间建立临时的连接，使没有物理链路的设备之间能够通信。

互联（Internetworking）　将分布在不同地理位置的网络、设备相互连接，以构成更大规模的互联网络系统，并实现互联网络资源的共享。资源包括高性能计算机、存储资源、数据资源、信息资源、知识资源、专家资源、大型数据库、网络、传感器等。

发展过程 包括面向终端的数据通信阶段、分组交换技术应用阶段、网络层次化标准阶段和因特网应用阶段共4个阶段。

(1) 20世纪50年代，面向终端的数据通信阶段。将计算机技术与通信技术结合在一起进行研究，形成了新兴的数据通信技术和计算机网络技术。

(2) 20世纪60年代初到70年代初，分组交换技术应用阶段。随着分组交换技术的出现催生了分组交换网，1969年12月第一个采用分组技术的由美国国防部高级研究计划局建立的计算机网络（ARPANet）投入运行，形成具有数据处理和数据通信两大功能的第二代计算机网络。

(3) 20世纪70年代初到80年代初，网络层次化标准化阶段。随着网络技术的发展，局域网、城域网、广域网等各种类型的网络中出现不同结构的网络系统，这些异构网络的互联，要求网络的体系结构必须层次化，网络协议必须标准化。国际标准化组织（ISO）于1983年制定了开放系统互连参考模型OSI/RM（Open System Interconnection/Reference Model）。

(4) 因特网应用阶段。1986年在美国国家科学基金会的支持下，利用高速通信线路把分布在各地的一些超级计算机连接起来，以美国国家科学基金会建立的计算机网络（NFSNet）接替ARPANet；又经过十几年的发展形成因特网。

随着无线通信技术的广泛应用，无线网络应运而生。无线网络是无线通信技术与网络技术相结合的产物，通过无线信道来实现网络设备之间的通信，并实现通信的移动化、个性化和宽带化。

见信息技术、数据库技术、控制技术、多媒体应用技术。

wangluo jindu jihua

网络进度计划 (network schedule planning) 利用网络图表达各项作业任务进度安排及相互关系的一种方法。网络进度计划是工程进度管理的一种重要手段，目的是通过进度计划作业间逻辑关系的建立，在网络分析的基础上，计算网络时间参数，找出关键活动和关键线路，并利用时差不断改善网络计划，求得工期、资源与费用的优化方案。在计划执行过程中，通过信息反馈进行监督与控制，保证达到预定的计划目标。网络进度计划可按工作和事件在网络图中的表示方法进行分类。随着计算机技术的应用，可利用P3、Project等软件实现网络进度计划管理。

网络进度计划分类　可分为：①双代号网络计划，即以箭线及其两端节点的编号表示工作的网络图，起点节点表示一项作业任务的开始，终点节点表示一项作业任务的结束，箭头表示工作的逻辑顺序和方向，如图1所示；②双

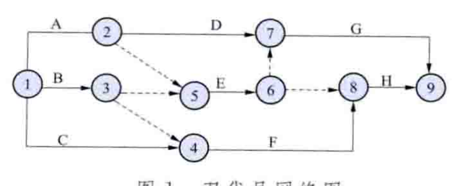


图1　双代号网络图

A～H—作业

代号时标网络计划，即以时间坐标为尺度编制的网络图。在双代号时标网络图中引入了时差的概念，以实箭线表示工作，以虚箭线表示虚工作，以波浪线表示工作的自由时差，如图2所示；③单代号网络计划，即以节点及其编号表示工作，以箭线表示工作之间逻辑关系的网络图，如图3所示；④单代号搭接网络计划，即表达平行搭接作业逻辑关系线的单代号搭接网络图，如图4所示。

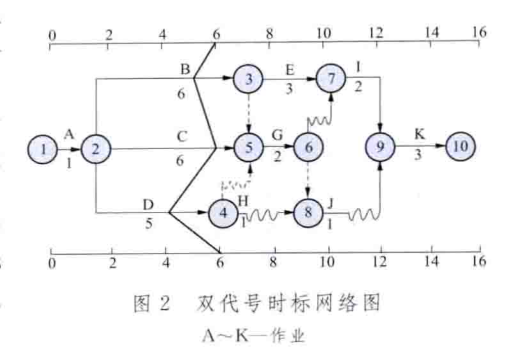


图2 双代号时标网络图
A～K—作业

计算机网络进度计划 随着计算机技术的普及，在进度管理方面出现了P3、Project为代表的一批项目管理软件，其中尤以P3软件的应用最为广泛。因版本的不同，P3软件又衍生了P3 3.0、P3 E/C、P3 6.0等诸多版本。P3软件是基于单代号网络技术开发出来的。在网络进度计划管理方面，P3软件已完全能够取代原始的手工计算模式，通过软件建立作业逻辑关系，实现关键路径的自动计算和筛选。

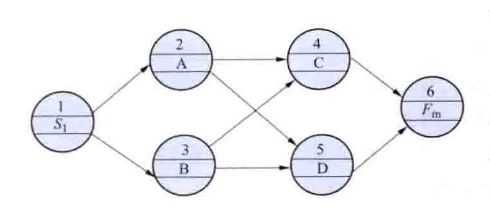


图3 单代号网络图
A～D—作业

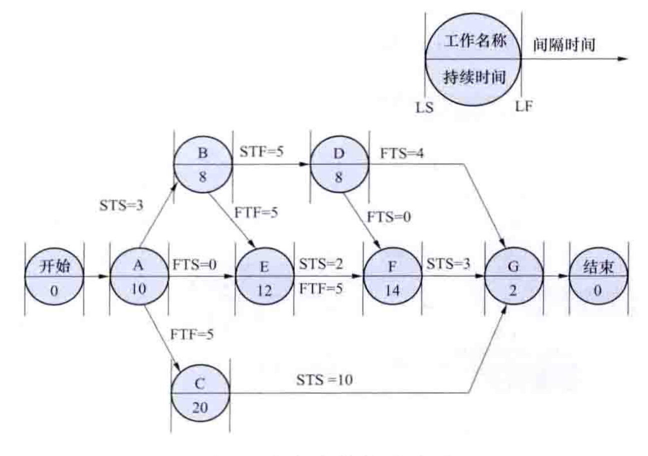


图4 单代号搭接网络图
A～G—作业

计算机网络进度计划体现了目标管理的管理理念，P3软件能够设置多个目标计划，通过计划的执行与目标工期的对比，能够更加直观地反映现行计划与各预期目标计划的差异，并反映到关键路径上，可以通过关键路径执行的对比，找出项目的关键制约点，有利于计划的调整、纠偏。

见里程碑进度。

weixian

危险 (danger)

可能造成人员伤害、职业病、财产损失、作业环境破坏的状态。危险与安全是相对的，是指在生产活动过程中，人或物遭受损失的可能性超出了可接受范围的一种状态。危险与安全一样，存在于生产的全过程中，是一种连续的过程状态。危险包括尚未认知以及尚未控制的各种隐患。危险的程度一般用风险来表示：风险大，表示危险程度高；风险小，表示危险程度低。危险程度一般分为高、中、低三个档次。发生事故可能性大而且后果严重的为高危险程度；一般情况为中等危险程度；发生事故可能性小且事故后果不严重者为低危险程度。高危险程度是人们不能接受的，是危险的；中等危险度和低危险程度，往往是人们可能接受的，是相对安全的。



参考书目

崔国璋．安全管理．北京：中国电力出版社，2004.

weixiandian fenxi ji yukong

危险点分析及预控 (risk analysis and prevention)

在工作开始前，对作业中有可能发生事故的危险点的状况进行分析、判断，并确定采取相应的防范措施，保证作业安全的一种方法。危险点是指事故易发点、多发点、潜在点，一般指在作业中有可能发生危险的地点、部位、场所、工器具、特殊工艺和行为动作等。实施危险点分析及预控措施，可引导员工对生产中的每项作业活动，提前查找、分析可能产生危及人身或设备安全的危险点或不安全因素，控制机器设备及作业环境等物的不安全状态，规范人在作业中的行为，达到超前控制和预防事故的目的。危险点分析及预控主要应用于电力基本建设施工、设备检修、设备运行、设备维护、设备消缺、试验与技术监督工作，以及电气倒闸操作和机炉设备运行操作等工作中。危险点分析预控内容一般包括危险点辨识、危险点分析和危险点控制。

危险点辨识 危险点分析预控工作的基础与前提，依据是以《电业（力）安全工作规程》为核心的各类规程、制度，并结合本单位反违章实际、系统内外各类事故教训，对各种典型作业、操作、设备、作业环境和行为特点等，预先编制标准化、规范化的危险性因素控制表（或称危险点控制标准、危险点预控措施手册等）。工作时间较长、方法步骤复杂的作业，可能存在多个危险点，对其可编制危险点控制网络图或流程图。

危险点分析 在作业前进行作业现场勘察，对该作业项目存在的危险类别、发生条件、可能产生的情况和后果进行判断和推测，找出现场作业中可能存在的危险点或危险因素，进行有针对性的危险点分析。作业中存在的危险点一般可分为：①显现的危险点，通过现场考察或预想就可以发现；②潜在的危险点，人们凭经验或想象难以对其做出准确的判断，需要进行科学的分析。在完成危险点辨识、查找基础上进行危险点分析，根据作业的范围、性质、特点、已往的各类事故教训评价分析各类危险点的性质、风险的高低、概率的大小，做出定性、定量的评估，确定危险点的个数与

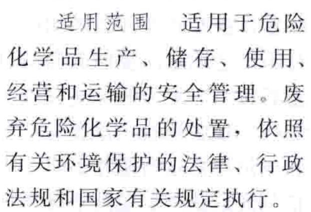
严重程度。对每项具体的运行操作或设备检修工作，应在危险点分析的基础上，制定切实可行的危险点分析预控卡或危险点控制措施卡，对现行的工作票制度、操作票制度或检修作业中的安全措施、技术措施、组织措施（即三项措施）进行完善、补充和加强。

危险点控制　在完成危险点的辨识、查找和分析，制定了各类危险点分析预控卡或危险点控制措施卡的基础上，实施并加强危险点控制措施的现场执行和监督落实。

Weixian Huaxuepin Anquan Guanli Tiaoli

《危险化学品安全管理条例》　(*Regulations on Safety Management of Dangerous Chemicals*)　中国规范危险化学品安全管理的法规。2002 年 1 月 9 日，中国国务院第 52 次常务会议通过，以国务院令第 344 号公布，2002 年 3 月 15 日起施行，同时废止 1987 年 2 月 17 日国务院发布的《化学危险物品安全管理条例》。2011 年 2 月 16 日，国务院第 144 次常务会议通过了修订后的《危险化学品安全管理条例》，以国务院令第 591 号公布，2011 年 12 月 1 日起施行。立法目的是为了加强危险化学品的安全管理，预防和减少危险化学品事故，保障人民群众生命财产安全，保护环境。

该条例所指危险化学品是指具有毒害、腐蚀、爆炸、燃烧、助燃等性质，对人体、设施、环境具有危害的剧毒化学品和其他化学品。危险化学品目录由国务院安全生产监督管理部门会同国务院工业和信息化、公安、环境保护、卫生、质量监督检验检疫、交通运输、铁路、民用航空、农业主管部门，根据化学品危险特性的鉴别和分类标准确定、公布，并适时调整。



适用范围　适用于危险化学品生产、储存、使用、经营和运输的安全管理。废弃危险化学品的处置，依照有关环境保护的法律、行政法规和国家有关规定执行。

主要内容　共 8 章 102 条，包括总则，生产、储存安全，使用安全，经营安全，运输安全，危险化学品登记与应急救援，法律责任，附则等。

配套法规　《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令第 40 号）、《危险化学品登记管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 53 号）、《危险化学品环境管理登记办法（试行）》（环境保护部令第 22 号）等。

wenshi qiti

温室气体　(greenhouse gas，GHG)　大气中由自然或人为因素产生并释放的，能够吸收地球表面、大气和云层所辐射的红外谱段特定波长辐射，或通过化学转化而造成近地层增温的气体成分。包括辐射活性温室气体和反应活性温室气体。

辐射活性温室气体　能吸收和发射红外辐射的气体。如二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、卤代烃和臭氧等。

反应活性温室气体　不能或只能微弱地吸收和发射红外辐射，通过化学转化来影响辐射活性温室气体的浓度水平的气体。如氮氧化物、一氧化碳和挥发性有机物（VOCs）等。

地球大气中的主要温室气体包括水汽（H_2O）、二氧化碳（CO_2）、氧化亚氮（N_2O）、甲烷（CH_4）和臭氧（O_3）。《蒙特利尔议定书》规定了温室气体还涉及卤烃和其他含氯和含溴的物质。《京都议定书》规定了二氧化碳（CO_2）、甲烷（CH_4）、氧化亚氮（N_2O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF_6）6 种温室气体。

见温室效应。

参考书目

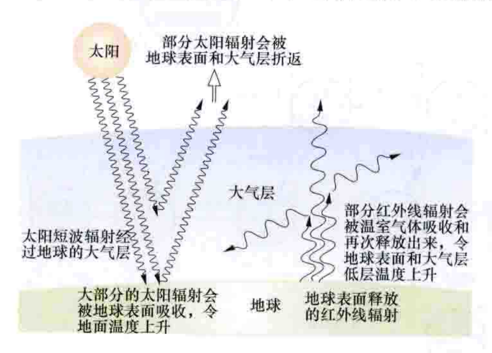
唐孝炎，张远航，邵敏．大气环境化学．2 版．北京：高等教育出版社，2006.

wenshi xiaoying

温室效应　(greenhouse effect)　地表吸收太阳短波辐射后，向外放出长波红外辐射，温室气体有效地吸收地球表面、大气自身和云散射的热红外辐射，并将热量捕获在地表-对流层系统内，造成地球表面温度升高的现象（见图）。包括天然温室效应和增强温室效应。

天然温室效应（natural greenhouse effect）　大气中的一些微量气体，如水汽、二氧化碳等，能够吸收来自地面、大气和云层的部分红外辐射，并向外发射红外辐射。由于这些微量气体发射的红外辐射朝各个方向，其中有一部分辐射返回地面，结果是将能量阻截在低层大气中，使地面温度升高。天然温室效应为人类和大多数动植物提供了适合生存的温度。

增强温室效应（enhanced greenhouse effect）　工业革命以后，由于人类生产和社会活动的不断加强，温室气体浓度增加，使大气红外辐射浊度上升，从而导致有效辐射从温度较低但高度较高处射入太空，以致形成一种辐射强迫，从而导致温室效应增强。



温室效应示意

wuzi guanli xinxi xitong

物资管理信息系统　(material management information system)　对物资管理过程中的计划、合同、采购、验收、出库、供应商、数据分析等各个业务环节进行计算机管理的应用系统。随着物流技术和物联网技术的发展，电力企业物资管理从传统以面向物资供应为主题的物资管理向自动化、数字化、智能化物资管理的快速发展，使得物资预需求、供应相互感知和反馈控制，形成一个更加智能的生产供应体系。

功能模块 包括基础信息管理、物资需用计划管理、招标管理、采购管理、储存管理、财务管理、电力专家库管理、供应商管理、综合查询等功能模块。其中基础信息管理模块主要实现部门编码、仓库编码、物资编码、供应商编码等基础信息的统一编码功能，是系统进行统计、查询、分析的基础；物资需用计划管理模块实现各部门物资需求计划信息的收集、审批；招标管理模块实现招标计划、开标、评标、定标、中标的各项职能管理，以及招标过程中所生成文件的管理；采购管理模块实现采购计划、采购合同的管理，同时监控采购过程；储存管理模块实现物资的出库、入库、退库、调库、报废、盘点等管理功能；财务管理模块实现对采购物资过程中所产生的各种资金账目的管理，主要包括物资财务、资金收入、资金付款、单据结转等；电力专家库管理主要储存国内外和采购物资相关的专家信息，参与评标的专家都来自该专家库；供应商管理模块实现对供应商基础信息的管理以及评价，为物资采购提供翔实的供应商信息；综合查询模块提供对各种数据的查询、数据汇总、报表生成等功能。

目的和作用 包括实现集约化管理、实现网络化管理和实现现代化、智能化管理三个方面。

实现集约化管理 通过建立统一的物资管理体系和工作机制，建立统一的管理标准和规范化的流程，实现信息共享，增强物资管控力度，提高管理效率和运行效益，优化系统资源配置。

实现网络化管理 借助于网络平台，实现不同地域、不同设备、不同角色人员的实时协同办公。

实现现代化、智能化管理 物联网技术在物资管理中的应用不断涌现，实现了现场物料数据的验收、库存、消耗数据的实时、自动采集，有效地降低了工作人员的劳动强度，提高了工作精确性，加快了处理速度，实现了电力物资管理的信息化、智能化和现代化。

中国物资管理信息系统 经历了单机时代、局域网应用时代和广域网应用时代3个阶段。

(1) 第一阶段（20世纪80年代中期至90年代中期）是单机时代，计算机在管理方面的应用在中国刚刚兴起，通过编写单机程序来实现物料采购、出入库、财务结算等方面信息的记录和管理。这一阶段信息被存储在各个单机里面，形成了很多信息孤岛，信息之间不能被共享。

(2) 第二阶段（20世纪中期至21世纪初期）是局域网应用时代，各企业内部建立局域网，开始大规模的建设基于局域网的物资管理应用系统，实现了从需用计划、采购计划、合同执行、库存管理、应付账款等主要业务流程的计算机化、流程化管理，在企业内部消除了信息孤岛现象。

(3) 第三阶段（21世纪初期至今）是广域网应用时代，物资管理向集约化方向发展，各大型企业通过互联网开始建立统一的物资管理系统，物联网中的新型技术在物资管理中开始得到大规模应用，物资管理趋向系统化、规范化和网络化、智能化，管理水平得到大幅提高，信息资源的共享得到了更加充分的利用，有效改善了企业管理环节，对物资的管理实现了有效控制与全程管理。

见业务应用管理信息系统。



Xi'an Regong Yanjiuyuan Youxian Gongsi

西安热工研究院有限公司 (Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., TPRI) 简称西安热工院。中国电力行业国家级热能动力科研与热力发电技术开发机构，主要专业于1951年在北京创建，1965年迁址西安，成立西安热工研究所；先后隶属燃料工业部、电力工业部、水利电力部、能源部、国家电力公司；2003年，成为由中国华能集团公司控股，中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司共同参股的有限责任公司，更名为西安热工研究院有限公司。

西安热工院本部设置11个管理部门；设有电站锅炉煤清洁燃烧国家工程研究中心、国家能源清洁高效火力发电技术研发中心、电站信息技术研究中心、自动化技术研究中心和节能减排技术中心等5个技术中心；设有17个研发部门，即锅炉设备及环保事业部、煤粉锅炉技术部、苏州锅炉燃烧及环保技术部、燃料与燃烧试验室、电站性能技术部、汽轮机及热力系统技术部、电站化学技术部、电站水处理技术部、电站水处理药剂技术部、电站材料技术部、电站技术监督部、电站建设技术部、电站调试技术部、电站信息及监控技术部、现场总线与控制技术部、自动化工程与仿真技术部和北京自动控制技术部。拥有西安西热锅炉环保工程有限公司等控股公司9家，中国华能集团清洁能源研究院有限公司等参股公司4家。

西安热工院从事的技术领域有清洁煤发电技术、火电机组安全经济运行技术、电厂自动控制与信息化技术、电厂化学技术、电站材料技术、电站设备监造技术、火电厂节能改造技术、核电常规岛技术，以及可再生能源发电技术（风电、水电、太阳能、生物质能等）。主要业务范围包括科研开发、技术服务以及科技产品与工程承包。历年主持完成国家部委（科技部、国家发展和改革委员会、国家能源局等）重大科研项目350余项，完成制修订国家标准、电力行业标准400余项，以及电力企业委托的多项科研项目；具备多种技术服务能力，包括可行性研究、设计审查、监理监造、启动调试、质量检验、设备消缺、系统优化、性能试验、技术咨询、性能诊断、事故分析、安全评价、运行优化、技术改造、技术监督、节能减排等。主要科技产品与工程承包业务包括电厂锅炉环保设备及工程、电厂水处理设备及工程、电厂水处理药剂、电厂自动控制及信息监控系统、火电机组安全经济性在线监测诊断系统、电厂辅机设备、干煤粉加压气化炉、电厂锅炉燃烧后二氧化碳捕集装置、合同能源管理等。

西安热工院建院以来共获国家级科技进步奖80余项，省部级科学技术奖280余项；拥有国家专利300余项，其中发明专利120余项、实用新型专利120余项、软件著作权60余项。

电力工业热力发电设备及材料质量检验测试中心、电力工业热工计量测试中心、电力工业发电用煤质量监督检验中心、电力工业管道产品质量检验测试中心、电力工业西安锅炉压力容器检验中心等机构，中国电机工程学会火力发电专委会，4个国家级标准委员会和7个行业标准委员会等均挂靠于西安热工院。西安热工院还设有硕士学位点和博士后站，是中文核心期刊《热力发电》的主办单位。

西安热工院广泛开展国际合作与技术交流，执行或参与了联合国开发计划署（UNDP）、欧盟（EU）、世界银行、亚洲开发银行等国际组织的技术咨询和科技开发项目，以及德国、英国、丹麦、加拿大、美国、澳大利亚等国的多项政府间科研及技术合作项目。

Xibanya dianli gongye

西班牙电力工业 (electric power industry in Spain)

西班牙王国，简称西班牙，位于欧洲西南部伊比利亚半岛上，国土面积50.6万km^2，2011年人口共4604万人。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，西班牙经济可开发水能资源量为370亿kW·h/a。根据英国石油公司统计，2011年底西班牙探明煤炭储量为5.3亿t。能源自给不足，需大量进口。

发电量及其构成 2011年西班牙发电量为2914亿kW·h，其中水电占11.29%，火电占51.27%，核电占19.80%，风电等其他发电量占17.64%。表1为西班牙发电量及其构成。

表1 西班牙发电量及其构成

年份	发电量（亿kW·h）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	1519	17.23	47.03	35.72	0.01
2000	2245	14.17	56.00	27.71	2.11
2005	2941	7.82	63.69	19.55	8.94
2008	3138	8.32	61.44	18.80	11.44
2009	2946	9.91	57.09	17.92	15.07
2010	3015	15.09	47.23	20.56	17.11
2011	2914	11.29	51.27	19.80	17.64

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成 截至2011年底，西班牙装机容量为10280万kW，其中：水电装机容量为1854万kW，占18.04%；火电装机容量为4979万kW，占48.43%；核电装机容量为745万kW，占7.25%。表2为西班牙装机容量及其构成。

表2 西班牙装机容量及其构成

年份	装机容量（万kW）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	4342	37.38	46.55	16.05	0.02
1995	4592	36.56	47.78	15.40	0.26
2000	5392	33.31	48.66	13.91	4.12

续表

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
2005	7657	23.80	53.28	9.90	13.02
2008	9365	19.70	51.07	7.87	21.36
2009	9658	19.17	49.45	7.65	23.75
2010	10179	18.21	49.57	7.32	24.89
2011	10280	18.04	48.43	7.25	26.28

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电　2010 年西班牙火电装机容量比重约占 49.6%，其中煤电占 28.0%，气电占 55.7%，油、气混燃发电占 16.3%。西班牙 110 万 kW 以上的火电厂共有 10 座，多建于 20 世纪 70 年代以后，最大的一座为卡斯特利翁火电厂，装机容量为 167 万 kW，建于 1973 年，为联合循环燃气机组。

水电　20 世纪 70 年代中期，西班牙水电装机容量比重约为 47%，到 2010 年水电装机比重下降到 18.21%，同期水电发电量比重也由 33.2%下降到 9.91%。水电站多分布在中部东区、中部北区和西北区。装机容量超过 30 万 kW 的水电站共有 10 座。

核电　西班牙 20 世纪 60 年代开始核电建设，拥有核电厂 6 座，共有压水堆机组 6 台，沸水堆机组 2 台。机组容量在 50 万 kW 以上的有 7 台，最大的是万德罗斯核电厂，装机容量为 104.5 万 kW。

非水可再生能源发电　21 世纪初以来，西班牙风电、太阳能发电等非水可再生能源快速发展。2010 年非水可再生能源发电装机容量 2535 万 kW，占总装机容量的比例从 2000 年的 4.5%提高至 24.9%，发电量比重从 2.1%增加到 17.7%。

电网　西班牙电网以 400kV 和 220kV 为骨干网架，已实现全国联网，并与法国等欧洲四国互联。截至 2010 年底，主网输电线路回路长度 36 195km，其中 400kV 线路 18 792km，220kV 以下及线路 17 403km（见表 3）。西班牙通过 18 条跨国联络线与法国、安道尔、葡萄牙和摩洛哥实现互联。2010 年，西班牙与周边国家的交换电量占全国总发电量的近 7%。2010 年西班牙跨国电力交换情况见表 4。

表 3　西班牙输电线路长度（km）

年份	400kV	220kV 及以下	输电线路合计	变压器容量（MV·A）
2000	14 918	16 078	30 996	45 762
2005	16 846	16 533	33 379	55 009
2008	17 765	17 175	34 940	63 572
2009	18 056	17 307	35 363	66 347
2010	18 792	17 403	36 195	67 547

资料来源：西班牙电网公司历年年报。

表 4　2010 年西班牙跨国电力交换情况

国　家	进　口（亿 kW·h）	出　口（亿 kW·h）	净出口（亿 kW·h）
法　国	20.17	34.04	13.87
安道尔	0	2.70	2.70
葡萄牙	30.72	60.03	29.31
摩洛哥	0.29	39.30	39.02
合　计	51.18	136.07	84.90

资料来源：《西班牙电网公司年度报告 2010》。

技术经济指标　2000 年以来，随着风电的快速发展，西班牙平均发电设备利用小时从 4163h 下降到 2781h。西班牙核电发电设备利用小时较高，超过 7000h。随着气电和联合循环装机比重的逐步增加，西班牙发电煤耗和厂用电率总体呈下降趋势。线损率相对较高。表 5 为西班牙电力工业主要技术经济指标。

表 5　西班牙电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	3496	3654	4163	3840	3111	2839	2781
其中：水电	1613	1464	1771	1264	1402	1559	2428
火电	3528	3946	4790	4713	3522	3077	2512
核电	7785	7846	8289	7594	8007	7164	8350
其他		8419	2139	2126	1775	1924	2021
厂用电率（%）	4.81	4.79	4.45	4.05	3.86	3.74	3.63
线损率（%）	9.78	9.91	9.02	9.48	7.73	7.63	9.35
发电标准煤耗[g/（kW·h）]	333	326	327	300	279	286	

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成　2010 年西班牙用电量达 2686 亿 kW·h，比 2000 年增加 38.0%。其中，工业用电占 34.1%，居民用电占 28.9%，商业、服务业用电占 32.8%，农业用电占 2.2%，交通运输业用电占 1.2%，其他行业占 0.8%。表 6 为西班牙用电量及其构成。

表 6　西班牙用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构　成（%）					
		工业	商业、服务业	居民生活	农业和渔业	交通运输业	其他
1990	1292	51.6	19.4	23.4	2.7	2.8	0.0
1995	1456	44.8	20.3	24.7	3.3	2.7	4.1
2000	1947	47.2	25.7	22.4	2.6	2.1	0.0
2005	2484	44.8	25.7	25.2	2.1	2.2	0.0
2006	2646	40.0	28.8	26.7	2.3	1.5	0.7
2007	2693	40.4	28.7	26.5	2.2	1.1	1.0
2008	2749	38.3	30.6	26.6	2.2	1.2	1.1
2009	2608	34.1	32.8	28.9	2.2	1.2	0.8
2010	2686	34.1	32.8	28.9	2.2	1.2	0.8

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构　西班牙于 1998 年开始实施电力市场化改革，成立了行业监管机构西班牙国家能源委员会（CNE），负责管理跨国联络线、输配电价及对可再生能源的认证，但是电价审批权仍掌握在工业、旅游及贸易部。市场化改革使电力行业划分为管制领域（输配电）和非管制领域

(发电和售电)。西班牙早在1985年就成立了国家电网公司,实现了输电业务的独立。从2003年1月开始,所有西班牙电力消费者都能自由选择供电商。

西班牙前三大发电集团分别是伊贝尔德罗拉(Iberdrola)、恩德萨(Endesa)和芬罗萨联合(Union Fenosa)公司。2007年,上述三大发电集团的发电量占西班牙全国总发电量的3/4,伊贝尔德罗拉、恩德萨和芬罗萨联合公司的市场份额分别达到31%、29%和15%。三大发电集团积极拓展海外发电业务。2007年,伊贝尔德罗拉公司在全球拥有4920万kW的发电装机容量,发电量1840亿kW·h。恩德萨公司总装机容量2450万kW,其中50%在国外。芬罗萨联合公司在全球范围内拥有1390万kW的发电装机容量。

对西班牙电力工业的发展和运营起主导作用的协调机构是西班牙电力联合会(UNESA)。它成立于1944年,现有企业成员14个,企业成员拥有的装机容量和发电量分别占全国的91.3%、88%。

Xizang Zizhiqu dianli gongye

西藏自治区电力工业 (electric power industry in Tibet Autonomous Region) 西藏自治区,简称西藏,地处中国西南部,东和东南与四川、云南两省相邻,西和南与印度、缅甸、不丹、尼泊尔等国接壤,北与青海、新疆两省(区)交界。面积超过120万km²,素有"世界屋脊"之称。2012年末,全区常住人口308万人。

西藏电力工业始于1928年,该年噶厦政府(即旧西藏地方政府)在拉萨市北郊夺底沟修建了一座装机容量为125hp(93kW)的夺底水电站,供当时的造币(藏币)厂和拉萨极少数贵族、寺院用电。输电距离7.5km,输电电压3.3kV。1943年,该电站因机组老化失修不能正常运行,1946年被洪水冲毁。

1951年西藏和平解放后,现代电力工业才从无到有,逐渐发展壮大。1955年重建夺底水电站,装机容量3×220kW。1958年开始兴建位于拉萨市东郊18km处的纳金水电站,该电站1960年4月发电,同时建成拉萨北郊、西郊、东郊3个变电站,与夺底水电站并网运行。到1965年9月西藏自治区成立时,全区电力装机容量超过8300kW,年发电量近2600万kW·h。

电源建设 1965年以后,中国加大了对西藏电力工业的投入和支持力度,水利电力部和全国电力系统选派大批电力勘测设计、施工、生产等方面的工程技术、管理人员和技术工人进藏,组建了西藏第一支电力建设队伍。1966~1978年,相继建设了林芝地区八一水电站(3100kW)、606水电站(3750kW)、昌都地区昌都水电站(6400kW)、山南地区沃卡三级水电站(6400kW)、拉萨燃油火电厂(1.2万kW)、日喀则地区塘河水电站(6400kW)、那曲地区那曲柴油发电厂(1680kW)、拉萨献多水电站(2600kW)。同时,农村电力也得到了较大发展,建成了一大批县乡小水电站,装机容量约3万kW。1975年开始了位于拉萨市西北90km的羊八井地热资源开发利用,1977年羊八井地热电站1号机组(1000kW)建成投产。

1978年以来,先后建成了羊八井地热电站一、二分厂(2.6万kW),拉萨平措水电站(5000kW)和拉萨火电厂(航空燃气轮机发电机组4000kW),山南沃卡电厂二级水电站(4000kW),阿里地区朗久地热电厂(2000kW)和阿里火电厂(1200kW),林芝地区八一电厂二级水电站(3750kW),日喀则地区强旺水电站(3200kW),昌都地区沙贡水电站(3200kW)。1996年建成了那曲地区查龙水电站(1.08万kW)。1997年9月,中国海拔最高和开发利用水头最大的西藏羊卓雍湖抽水蓄能电站(一期90 000kW)竣工投产。1998年世界海拔最高的申扎县甲岗水电站(1500kW)和中国首座大型太阳能电站——安多太阳能电站(100kW)相继竣工发电。截至2012年底,西藏发电装机容量102.06万kW,其中常规水电装机容量44.87万kW,抽水蓄能9万kW,火电36.7万kW,地热发电2.72万kW,光伏及其他发电8.76万kW。2012年西藏发电量达21亿kW·h,其中水电15亿kW·h,火电5亿kW·h,太阳能发电0.8亿kW·h,其他发电0.2亿kW·h。

电网建设 西藏电网由3个独立的地市级主电网构成,形成西藏中部电网(覆盖拉萨、山南、日喀则、那曲和林芝)、昌都电网和阿里电网"一大两小"的电网格局。主电网以外的县级及以下的小水电和太阳能光伏电站分别由西藏自治区水利部门、自治区科技厅负责规划建设,建成后移交当地县级电管机构管理,均是独立的一县一网。截至2012年,西藏电网35kV及以上变电站149座,变电容量352万kV·A,其中±400kV换流站1座(见图1),换流变压器容量60万kV·A;220kV变电站4座,变电容量105万kV·A;110kV变电站30座,变电容量143万kV·A;35kV变电站114座,变电容量32.9万kV·A。35kV及以上线路184条,长度7764.18km,其中±400kV直流线路1条,长度422.89km;220kV线路11条,长度798.18km;110kV线路41条,长度2838.95km;35kV线路131条,长度3704.16km。



图1 青藏联网工程±400kV拉萨换流站(邹小民 摄)

世界上海拔最高的220kV电网是西藏中部220kV电网工程,它由夺底、乃琼、曲哥、多林4座220kV变电站和558km输电线路组成,是青藏交直流联网工程的配套落地工程。青藏交直流联网工程是在世界最高海拔和高寒地区建设的迄今规模最大的输变电工程。2010年7月,由国务院批准开工建设。工程主要包括西宁—柴达木750kV输变电工程、柴达木—拉萨±400kV直流输电工程和西藏中部220kV电网工程三部分,全长2530km,总投资162.86亿

元，2011 年 12 月 9 日投入试运行。工程的建成实现了西藏电网电压等级的升级，实现了西藏电网发展方式的转变，强化了西藏电网的供电能力和安全稳定运行，有效缓解了西藏缺电问题。

青藏交直流联网工程实现了中国除台湾省以外的全国联网，彻底结束了西藏电网长期孤网运行的历史。青藏交直流联网工程穿越青藏高原腹地，沿线高寒缺氧、冻土广布，挑战“沿线海拔最高、冻土区最长”两个世界之最，攻克“高原高寒地区冻土施工困难、高原生理健康保障困难、高原生态环境极其脆弱”三大世界难题。2013 年，西藏电网主接线图如图 2 所示。（见《输电与变电卷》青藏交直流联网工程）

用电状况　1999 年，西藏全区用电人口约 80 万人，生活用电约占总用电量的 65%，工业用电占 22%，农业用电占 8%，其他占 5%。2012 年，西藏全社会用电量达 27.74 亿 kW·h，同比增长 16.8%。其中第一产业用电量达 0.47 亿 kW·h，第二产业用电量达 11.62 亿 kW·h，第三产业用电量达 6.16 亿 kW·h，城乡居民生活用电量达 9.49 亿 kW·h。

电力体制　1966 年 1 月，西藏电力公司成立，为西藏自治区工业厅的直属单位，统管全区电力工业。1979 年 3 月，成立西藏自治区水利电力局，归口自治区工业厅管理。1979 年 8 月，西藏进行机构改革，自治区人民政府成立，原西藏自治区水利电力局改制为西藏自治区水利电力厅。1981 年 2 月，西藏自治区水利电力厅与自治区工业厅合并成立西藏自治区工业厅。1983 年 9 月，西藏自治区电力厅成立，11 月改称自治区水利电力厅。1986 年 12 月，水利电力厅与工业厅合并，成立自治区工业电力厅。1997 年 9 月，经西藏自治区人民政府批准，在西藏电力工业厅直属企业的基础上，经公司制改组成立西藏自治区电力公司，简称西藏电力公司。

西藏电力公司由国家出资设立，为国有独资企业，是西藏自治区人民政府界定的国有资产出资者、经授权的投资主体及资产经营主体，是经营区内跨地区送电的经济实体和统一管理自治区电网的企业法人。2007 年 7 月，在西藏电力公司基础上成立了由国家电网公司控股、西藏自治区人民政府参股的西藏电力有限公司。

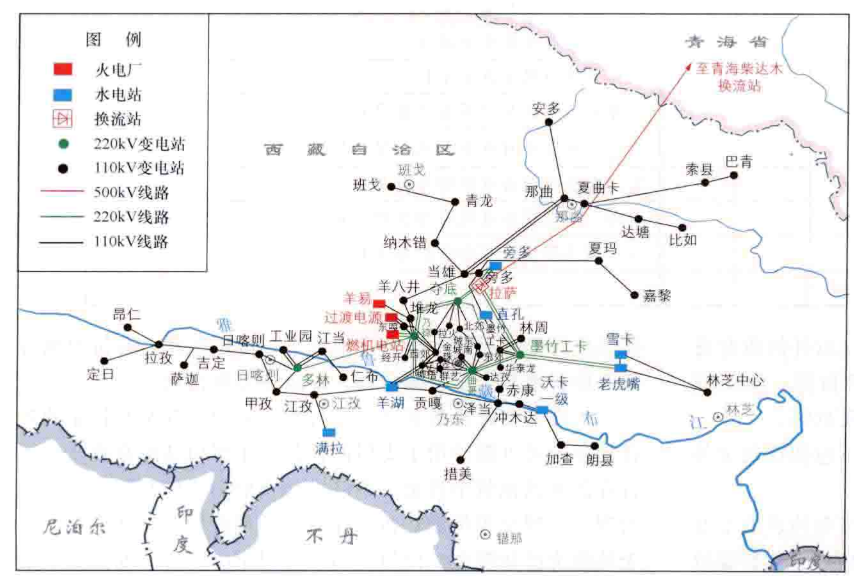


图 2　西藏电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

西藏电力有限公司统一规划、统一建设、统一管理西藏地市电网，经营相关的发输配电业务；按照国家统一规划，合理有序开发西藏电力资源，投资或参与投资建设相关电源项目，促进国家规划电源基地的开发和前期工作的开发；制定并组织实施西藏公司的发展规划和重大生产经营决策；开展电力建设项目前期工作和其他工作。

截至 2012 年底，西藏电力有限公司经营管理范围为中部（包括拉萨市、日喀什市、山南地区、那曲地区、林芝地区）、昌都、阿里狮泉河三个地市电网。管理机组完成发电量 19.57 亿 kW·h，完成售电量 23.45 亿 kW·h。

xitong kekaoxing

系统可靠性　（system reliability）　系统在规定条件下和规定时间区间内完成规定功能的能力。系统是为完成规定功能按照一定规则连接构成的一组元件的集合。

系统按可修复与否分为可修复系统和不可修复系统两类。可修复系统是指能通过维修而恢复功能的系统，常用可靠度、平均故障间隔时间、平均修复时间、可用度、有效寿命和经济性等指标衡量。不可修复系统是指系统或其组成部件一旦失效，不能再修复，处于报废状态的系统，常用可靠度、可靠寿命、故障率和平均寿命等指标衡量。（见可靠性）

xitong yuanli

系统原理　（system principle）　运用系统理论、观点和方法，认识和处理管理中出现的问题，对管理活动进行系统分析、研究的一种理论方法。系统是由若干相互联系、相互作用的要素构成，并具有特定功能和一定结构的有机整体。任何管理对象都可作为一个系统，安全管理就是一个纵横有序的系统。系统分析是把所处理的对象作为一个系统进行研究，分析系统的结构和功能，研究人、机、环境、管理四要素之间的关系及其构成的系统变动的规律，使系统达到最优化。系统原理在安全管理活动中得到广泛应用，如全面安全管理的思想、管生产必须管安全的原则、安全生产责任制的建立、安全目标管理、危险点分析及预控、安全生产过程中进行的综合性安全大检查活动以及安全性评价、系统安全分析技术、安全风险管理、职业健康安全管理体系、安全生产标准化建设等。安全管理是生产管理的一个子系统，包含有人、机、环境、管理、信息等，安全贯穿于生产活动的各个方面。安全生产管理是全员、全过程、全方位、全天候的管理，充分体现了系统原理的应用。它与人本原理、预防原理、强制原理一起，构成安全管理的基本原理。系统原理的运用原则主要有动态相关性原则、整分合原则、反馈原则、封闭原则。

动态相关性原则　构成管理系统的各要素是运动和发展的，它们相互联系又相互制约。如果安全管理系统各要素处于静止状态，就不会发生事故。掌握与安全有关的管理要素之间的动态相关性特征，是避免事故发生、实现有效安全管理的前提。

整分合原则　对现代安全生产管理对象应有全面的了解和谋划，在整体规划下实行明确分工，并在分工基础上进行有效整合。

反馈原则　反馈是控制过程中对控制机构的反作用。成功、高效的管理，离不开灵活、准确、迅速的反馈。企业生产的内部条件和外部环境在不断变化，需及时捕获、反馈各种安全生产信息，以便及时采取行动。

封闭原则　任何一个管理系统内部，管理手段、管理过程等必须构成一个连续封闭的回路，才能形成有效的管理活动。按照封闭原则，在企业安全生产管理中，各管理机构之间，各种管理制度、方法之间，必须具有紧密的联系，形成相互制约的回路，才能有效开展安全管理活动。

xianhuo dianjia

现货电价　（electricity spot price）　在电力市场中通过竞争形成的实时电力交易价格。其特点是由买卖双方按照供需平衡原则进行交易并在短期内结算。

现货电价是反映电力市场运行形态，评价市场竞争效率和市场成熟程度的核心指标，也是市场成员进行经营决策的基本依据。英国通过电力市场竞争形成的上网电价是现货电价的一种典型形式。（见电力交易市场）

xianjin liuliangbiao

现金流量表　（cash flow statement）　反映企业在一定会计期间现金和现金等价物流入和流出的报表。从编制原则上看，现金流量表按照收付实现制原则编制，将权责发生制下的盈利信息调整为收付实现制下的现金流量信息，便于信息使用者了解企业净利润的质量，是财务会计报告中财务报表的三张表之一。现金流量信息能够表明企业经营状况是否良好、资金是否紧缺、企业偿付能力大小，从而为投资者、债权人、企业管理者提供有用的信息。

结构和内容　根据现金流量的来源，现金流量表在结构上分为企业业务活动产生的现金流量和汇率变动对现金及现金等价物的影响。具体格式见表。

企业业务活动产生的现金流量　主要是指由业务活动引起的企业一定时期的现金及现金等价物的流入和流出。根据业务活动的性质，通常将业务活动分为经营活动、投资活动和筹资活动。

现金流量表

会企03表

编制单位：　　　　年　月　　　　单位：元

项目	本期金额	上期金额	项目	本期金额	上期金额
一、经营活动产生的现金流量			投资支付的现金		
销售商品、提供劳务收到的现金			取得子公司及其他营业单位支付的现金净额		
收到的税费返还			支付其他与投资活动有关的现金		
收到其他与经营活动有关的现金			投资活动现金流出小计		
经营活动现金流入小计			投资活动产生的现金流量净额		
购买商品、接受劳务支付的现金			三、筹资活动产生的现金流量		
支付给职工以及为职工支付的现金			吸收投资收到的现金		
支付的各项税费			取得借款收到的现金		
支付其他与经营活动有关的现金			收到其他与筹资活动有关的现金		
经营活动现金流出小计			筹资活动现金流入小计		
经营活动产生的现金流量净额			偿还债务支付的现金		
二、投资活动产生的现金流量			分配股利、利润或偿付利息支付的现金		
收回投资收到的现金			支付其他与筹资活动有关的现金		
取得投资收益收到的现金			筹资活动现金流出小计		
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额			筹资活动产生的现金流量净额		
			四、汇率变动对现金及现金等价物的影响		
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额			五、现金及现金等价物净增加额		
收到其他与投资活动有关的现金			加：期初现金及现金等价物余额		
投资活动现金流入小计			六、期末现金及现金等价物余额		
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金					

（1）经营活动。企业投资活动和筹资活动以外的所有交易和事项，包括销售商品、提供劳务、经营租赁、购买商品、接受劳务、广告宣传、推销产品、缴纳税款等。

（2）投资活动。企业长期资产的购建和不包括在现金等价物范围内的投资及其处置活动。

（3）筹资活动。导致企业资本及债务规模和构成发生变化的活动。资本包括实收资本（股本），也包括资本溢价（股本溢价）；债务指的是对外举债，包括向银行借款、发行债券以及偿还债务等。通常情况下，应付账款、应付票据等商业应付款等属于经营活动，不属于筹资活动。

汇率变动对现金及现金等价物的影响　现金是指企业库存现金及可以随时用于支付的存款，主要包括库存现金、银行存款和其他货币资金。不能随时支取的定期存款等不应作为现金。现金等价物是指企业持有的期限短、流动性强、易于转换为已知现金、价值变动风险很小的投资。期限短一般指从购买日起3个月内到期，因此现金等价物一般包括3个

月内到期的债券投资。编制现金流量表时，企业应将外币现金流量及境外子公司的现金流量折算成记账本位币。日常核算时，这部分业务都是以现金流量发生日的即期汇率或按照系统合理的方法确定的、与现金流量发生日即期汇率近似的汇率折算，而现金流量表中“现金及现金等价物净增加额”项目中外币现金增加额是按资产负债表日的即期汇率折算的。两者的差额即为汇率变动对现金的影响额。

作用 现金流量表是反映企业一定会计期间内经营活动、投资活动和筹资活动等对现金产生影响的报表。其编制目的是为报表使用者提供一定会计期间内现金流入与流出的有关信息，汇总说明企业在一定会计期间内的经营、投资和筹资活动情况。由于利润表提供的净利润金额是按照权责发生制原则确认收入和费用而得到的，所以利润表不能直接提供经营活动取得现金流量的信息；而资产负债表也很难从期末和期初金额的比较中直接提供企业投资和筹资活动产生现金流量的信息。现金流量表是一张反映企业经营全貌，揭示企业现金来源和运用，作为资产负债表和利润表之间的纽带和桥梁的报表。具体作用：①评价企业偿还债务、支付企业所有者投资补偿（如股利）以及对外筹资等各方面的能力；②分析企业的净利润与经营活动产生的净现金流量发生差异的原因；③预测企业未来获取或支付现金的能力；④揭示会计年度内影响或不影响现金的投资活动和筹资活动。

见项目财务评价。

Xianggang Tebiexingzhengqu dianli gongye

香港特别行政区电力工业 (electric power industry in Hong Kong Special Administrative Region) 香港特别行政区，简称香港，位于南中国海沿岸，地处珠江口以东，北接广东省深圳市，西迎澳门特别行政区和广东省珠海市。香港由香港岛、九龙和新界组成，共有263个岛屿，陆地面积1104.32km²。截至2012年底，香港总人口约717.4万人，是世界上人口密度最高的地区之一。香港经济经历多次转型，由一个渔港逐渐发展成现在的国际金融中心。经济产业以金融、物流、旅游和工商业等服务行业为主。香港是全球第十大贸易经济体系、第六大外汇市场及第十大银行中心。香港股票市场的规模列亚洲前三位。2011年，香港本地生产总值18232亿港元，人均本地生产总值266026港元。

香港使用的能源主要来自化石燃料，以用于提供电力、燃气及汽车燃料等。香港境内没有任何天然能源资源或能源提炼加工厂，所使用的能源均依靠进口。发电现以煤作为主要燃料，其次为天然气，也从广东省大亚湾核电厂输入电力。香港约有50%的电力来自燃煤发电，天然气及核电发电约各占25%，也有少量可再生能源发电。香港的电力由香港电灯和香港中华电力两家公司按地区供应，两家均属私人投资公司。香港电灯公司（简称港灯）为香港岛、鸭脷洲及南丫岛提供电力；中华电力公司（简称中电）则为九龙、新界及大屿山及其他较大的离岛提供电力。

沿革 香港是亚洲最早有电力供应的城市之一。香港早期的城市发展主要集中在香港岛和九龙。1888年，香港政府为了向香港岛山顶居民供水，与港灯签订香港首份电力供应合约，为抽水泵供电。1890年12月，港灯开始为香港岛部分地区提供电力。港灯首座电厂位于湾仔，于1910年建成，初期发电量为100kW，供电范围由中区伸展至西区及山顶区。中电首座电厂位于九龙红磡，最初发电量只有255kW，1903年4月开始为九龙部分地区提供电力。

第二次世界大战之后，香港人口激增，为应对不断增长的电力需求，港灯将输电电压由20世纪40年代的6.6kV分阶段提升至70年代的66kV和132kV，而配电电压则于1961年开始由6.6kV提升至11kV。港灯亦于鸭脷洲兴建发电厂，首台6万kW发电机组于1968年正式投入运作，并采用燃油发电，全部计算机化控制，电厂最终规模达106.1万kW。中电青衣发电厂也于1969年投运，首期建6台12万kW燃油机组，最终规模达152万kW。1979年，中电建成一回66kV的线路，连接新界与深圳电网，开始向广东提供电力。1981年，中电与港灯经跨越维多利亚港的海底132kV电缆联网。

1982年中电青山发电A厂投产，主要以燃煤发电，总发电容量达140万kW。1986年，青山发电B厂第一台68万kW发电机组投运，总容量达271万kW。为配合青山电厂的发展，中电1978年开始建设400kV电网，于1982年投运。港灯在南丫岛兴建的大规模燃煤电厂，第一台发电机组于1982年投产，至1997年总发电容量达331万kW，包括8台燃煤机组及7台燃气轮机组。港灯为将南丫发电厂生产的电力输往香港岛，于20世纪80年代开始发展275kV电网，而为保护环境及操作上的原因，所有275kV电缆均敷设于地下、海底或隧道内。1990年，香港政府宣布将供电单相电压由200V提升为220V，三相电压升至380V。

进入20世纪90年代，为实现更洁净低碳及更环保的发电，香港的发电方式更加多元化。1994年，广东大亚湾核电厂第一台机组投产，香港首次输入核电。为配合输入核电，香港400kV与广东500kV的联网自1991年逐步建成投运。1996年中电龙鼓滩发电厂分段投产，为香港引入天然气发电，总容量达250万kW。龙鼓滩发电厂采用燃气联合循环机组，天然气由海南崖城气田经海底管道供应。港灯也于2006年在南丫发电厂引入燃气联合循环机组发电，后又改装两台原采用工业油为燃料的燃气轮机组成为一台燃气联合循环机组，燃气发电总容量达68万kW，天然气则由广东大鹏液化天然气接收站经海底管道送至南丫发电厂。

进入21世纪，香港的电力公司积极开发可再生能源。港灯在南丫岛兴建全港首个商用800kW风力发电站，于2006年投产；首个具商业规模的550kW太阳能光伏发电系统，于2010年投产。中电也在晨曦岛建设全港首个独立运行、发电总容量192kW的太阳能及风力供电系统。此外，两家电力公司均计划建造大规模的海上风力发电场。

发展成果 香港一直很重视电力设施的建设，以配合社会及经济发展。第二次世界大战后，香港社会迅速发展，电力需求同步增长，但多年来都没有出现过限电的情况。电力公司一直致力于改善电力设施，加强设备管理，引进先进科技，以及完善紧急应变措施，尽量降低设备故障、外力破坏、恶劣天气如台风和雷暴等因素对电网的影响，供电质量不断提高，供电可靠率已达99.999%的世界级水平。

香港的电力公司积极保护环境和鼓励节能。在发电方面，香港缺乏本土能源资源，输入煤炭仍然是香港发电的主要燃料。为了减少氮氧化物、二氧化硫等物质的排放，香港于1994年开始输入核电，1996年新建的龙鼓滩发电厂使用天然气

发电，2006 年南丫发电厂扩建的机组也使用天然气。为改善燃煤机组的污染物排放，南丫发电厂于 1993 年开始在燃煤机组安装烟气脱硫装置。20 世纪 90 年代以来，电力需求上升超过 80%，电厂污染物总排放量减少了 80%。



图 1　香港青山发电厂

在电网方面，变电站的设计采用多项环保工程技术，包括：尽量利用自然光、自然通风，减少人工照明、机械通风；安装太阳能板、雨水回收系统、垂直绿化及天台花园，并减少施工期的噪声和废物；外观设计也尽量与四周环境融为一体。

香港的电力公司非常关注安全，工伤事故率多年都维持在低水平。电力公司以零意外为目标，致力于构建全面的健康及安全文化，实现企业对员工和社会的责任。

2011 年，香港全社会用电量约为 420 亿 kW·h，用电量平均年增长率约为 2%。中电和港灯系统 2011 年电力最高需求分别为 670.2 万 kW 和 249.8 万 kW。香港 20 世纪六七十年代为轻工业型经济，20 世纪 70 年代中期工业用电量约占总用电量的 40%。20 世纪 70 年代末制造业开始北移，香港经济结构逐渐转型，重新定位为亚洲区的转口港及国际金融中心，金融、服务等行业占经济比重日益增加，商业用电量占总用电量比例由 20 世纪 70 年代中期的 37% 上升至 2011 年的 66%，工业用电量则由 40% 降至 7%。随着生活水平的提高，家庭住户的平均用电量显著上升，2011 年住宅用户的用电量较 20 世纪 80 年代中期增加超过 200%。同期，家庭住户数目只增加约 50%。

中电在香港拥有青山发电厂、龙鼓滩发电厂和竹篙湾发电厂三座发电厂。青山发电厂（见图 1）有 8 台燃煤机组，总发电容量 410.8 万 kW；龙鼓滩发电厂有 8 台燃气联合循环机组，总发电量 250 万 kW；竹篙湾发电厂有 3 台燃气轮机，以柴油为燃料，主要用作调峰和紧急备用，总发电容量 30 万 kW。另输入大亚湾核电厂 70% 的电量，并拥有广州抽水蓄能电站 60 万 kW 使用权。总装机容量为 888.8 万 kW。

中电最高输电电压是 400kV，以 400kV 网架为主干，在西面接入青山及龙鼓滩发电厂，北端与广东 500kV 电网联网，南沿则与港灯 132kV 电网联网。400kV 线路大部分为架空线路，在九龙半岛部分则为地底电缆。400kV 主网连接各区的负荷中心，各分区设 400/132kV 主变电站，132kV 线路以地下电缆为主。配电电压为 11kV，由 132kV 直降供电。市区 11kV 配网主要以地下电缆构成，采用闭环方式运行。郊区较偏远部分配网则用架空线路供电，以开环方式运行。2011 年，中电全网主变电站共有 213 座，用户变电站 13 361 座（11kV/380V 变电站）；400kV 线路总长约 560km，132kV 线路约 1500km，11kV 线路约 11 800km。

港灯拥有南丫发电厂，有 8 台燃煤机组、5 台燃气轮机组、2 台联合循环机组、1 台风力发电机组，及太阳能光伏发电系统，总装机容量为 373.7 万 kW。港灯最高输电电压为 275kV，以 275kV 电网连接南丫发电厂和香港岛的各开关站及负荷中心，然后降压并入 132kV 输电网。配电电压为 11kV 和近年增设的 22kV。22kV 配网采用闭环方式运行；11kV 配网则以开环方式运行。2011 年，港灯全网共有主变电站 52 座，用户变电站 3741 座（22kV/380V 及 11kV/380V 变电站）；275kV 线路总长约 170km，132kV 线路总长约 290km，22kV 线路总长约 450km，11kV 线路总长约 3010km。

2013 年香港电网主接线图如图 2 所示。

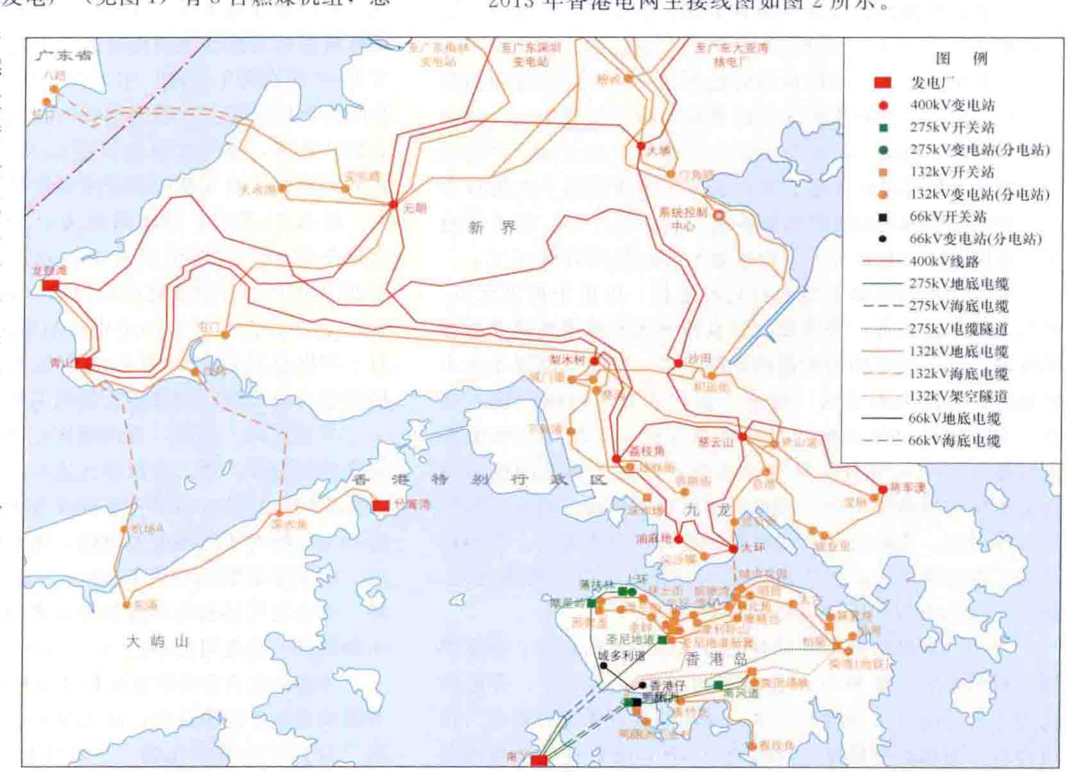


图 2　香港电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

xiangmu caiwu pingjia

项目财务评价 (project financial evaluation) 在国家现行财税制度和价格体系的前提下，从项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力和清偿能力，评价项目在财务方面的可行性的过程。项目财务评价应在项目财务效益与费用估算的基础上进行。对于经营性项目，应通过编制财务分析报表，计算财务指标，分析项目的盈利能力、偿债能力和财务生存能力，判断项目的财务可接受性，明确项目对财务主体及投资者的价值贡献，为项目决策提供依据。对于非经营性项目，应主要分析项目的财务生存能力。(见财务管理、财务指标评价体系)

盈利能力分析 主要指标包括项目投资财务内部收益率(FIRR)和财务净现值(FNPV)、投资回收期(Pt)、总投资收益率(ROI)、项目资本金净利润率(ROE)等，可根据项目的特点及财务分析的目的、要求选用。

偿债能力分析 通过计算利息备付率(ICR)、偿债备付率(DSCR)和资产负债率(LOAR)等指标，分析判断财务主体的偿债能力。

财务生存能力分析 在财务分析辅助表和利润表的基础上编制财务计划现金流量表，通过考察项目计算期内的投资融资和经营活动所产生的各项现金流入和流出，计算净现金流量和累计盈余资金，分析项目是否有足够的净现金流量维持正常运营，以实现财务可持续性。

见建设项目评价。

xiangmu faren

项目法人 (project legal person) 依据《中华人民共和国公司法》成立的从事项目开发的有限责任公司和股份有限公司。项目法人不是出资人，是项目建设的责任主体，依法对所开发的项目负有项目的策划、资金筹措、建设实施、生产经营、债务偿还和资本的保值增值等责任，并享有相应的权利。在电力项目可行性研究报告批复前、建设准备阶段、项目实施阶段、运营阶段项目法人(包括项目法人正式成立前的筹备机构)对相应的工作内容负责。

可行性研究报告批复前 工作内容包括：①筹建工程建设机构；②草签合资协议、落实融资渠道；③组织环境保护评价；④草签征地、电量购销、调度、并网和其他有关协议；⑤组织编制和上报工程可行性研究报告，组织项目评估，组织设计招标和草签设计合同；⑥组织项目立项的其他工作。

建设准备阶段(可行性研究报告批准至工程开工前) 工作内容包括：①按出资比例，促请出资各方注入资本金；②进行征租地、办理土地使用手续和“五通一平”(即水通、电通、气通、道路通、通信通和场地平整)工作；③组织设备招标，签订设备供货合同；④组织编制项目的初步设计和上报审查；⑤组织工程监理、施工、监造、调试等招标，签订承包合同；⑥签订并网、调度、购电等有关协议或合同；⑦组织开工审计，编报工程项目开工计划申请报告；⑧编报年度投资计划。

项目实施阶段(开工至项目投入商业运营阶段) 工作内容包括：①落实年度建设资金；②编报年度进度计划、投资计划和资金计划；③编报工程建设进度报告、投资完成统计报表和财务快报；④审批一般的设计变更，审查和上报重大设计变更；⑤开展工程质量监督工作；⑥负责建设期间的安全管理；⑦负责工程建设的组织和协调；⑧组织生产准备和生产人员培训；⑨配合工程在建审计；⑩根据基本建设工程起动及竣工验收规程组织工程的起动、试运行和投产验收；⑪按有关规定申报上网电价；⑫组织编制工程竣工图；⑬组织达标投产和申报工作；⑭组织编制工程竣工决算并接受工程竣工审计；⑮组织工程竣工验收、提出工程竣工验收报告；⑯组织项目后评价、项目试生产和性能考核。

运营阶段(投入商业运行后) 工作内容包括：①服从行业技术监督和安全监察；②组织生产、安全运行和经营管理；③根据市场条件编制并向电网报送生产计划和检修计划；④向有关部门提交年度财务报告和电价有关资料，按时上报上网电价调整方案；⑤按合同要求偿还债务；⑥负责企业资本的保值增值。

见建设准备、工程开工条件、施工准备、项目建设组织管理。

xiangmu guomin jingji pingjia

项目国民经济评价 (national economic evaluation of project) 在合理配置社会资源的前提下，从国家经济整体利益的角度出发，计算项目对国民经济的贡献，分析项目的经济效率、效果和对社会的影响，评价项目在宏观经济上的合理性的过程。对于财务价格扭曲，不能真实反映项目产出的经济价值，财务成本不能包含项目对资源的全部消耗，财务效益不能包含项目产出的全部经济效果的项目，需要进行国民经济评价。根据国家相关规定，火电、风电、太阳能发电项目一般不需要做国民经济评价，水电项目需做国民经济评价。若水电建设项目国民经济评价合理而财务评价不可行，可提出相应优惠政策的建议使项目具有财务上的生存能力。

项目国民经济评价从资源合理配置的角度，分析项目投资的经济效率和对社会福利所做出的贡献，评价项目的经济合理性。对于财务现金流量不能全面、真实地反映其经济价值，需要进行国民经济评价的项目，应将国民经济评价的结论作为项目决策的主要依据之一。

项目国民经济评价采用以影子价格体系为基础的预测价格。影子价格是在均衡价格的意义上表示生产要素或产品内在的或真正的价格。如果项目的经济费用和效益能够进行货币化，应在费用效益识别计算的基础上，编制经济费用效益流量表，计算经济净现值、经济内部收益率和经济效益费用比，分析项目投资的经济效率。对于效益难以货币化的项目，应采用费用效果分析方法；对于效益和费用均难以量化的项目，应进行定性经济费用效益分析。

见财务管理、建设项目评价。

xiangmu hezhunzhi

项目核准制 (project approval system) 适用于企业投资重大项目或限制类项目的管理制度，又称企业投资项目核准制。项目核准制是政府对社会投资管理的一种方式，是从维护社会公共利益的角度，对不使用政府资金的重大建设项目和限制类项目进行审查核准。项目核准制度的实行改革了不分投资主体、不分资金来源、不分项目性质，一律按投资规模大小分别由各级政府及有关部门审批的企业投

资管理办法。政府只是从社会和经济公共管理的角度，审核企业不使用政府性资金投资建设的重大项目、限制类项目。审核内容主要是维护经济安全、合理开发利用资源、保护生态环境、优化重大布局、保障公共利益、防止出现垄断等方面，而不再代替投资者对项目的市场前景、经济效益、资金来源和产品技术方案等进行审核。《政府核准的投资项目目录》（简称《投资项目目录》）是实施项目核准制的重要基础文件。

《投资项目目录》严格限定核准项目的范围，并根据变化情况适时调整。《投资项目目录》由国务院投资主管部门会同有关行业主管部门研究提出，报国务院批准后实施。《投资项目目录》（2004 版）共规定了 13 类项目需经过政府核准后方可由企业投资建设，包括国内企业投资项目、外商投资项目以及境外投资项目。其中电力核准项目包括：①水电站，在主要河流上建设的项目和总装机容量 25 万 kW 及以上项目由国务院投资主管部门核准，其余项目由地方政府投资主管部门核准；②抽水蓄能电站，由国务院投资主管部门核准；③火电厂，由国务院投资主管部门核准；④热电站，燃煤项目由国务院投资主管部门核准，其余项目由地方政府投资主管部门核准；⑤风电场，总装机容量 5 万 kW 及以上项目由国务院投资主管部门核准，其余项目由地方政府投资主管部门核准；⑥核电厂，由国务院核准；⑦电网工程，330kV 及以上电压等级的电网工程由国务院投资主管部门核准，其余项目由地方政府投资主管部门核准。

项目核准程序主要包括：①项目单位向城乡规划、国土资源和环境保护部门申请办理规划选址预审、用地预审和环境影响评价审批手续；②履行相关手续后，项目单位向项目核准部门申报核准项目申请报告，并附规划选址预审、用地预审和环境影响评价审批文件；③项目单位依据项目核准文件，向城乡规划部门申请办理规划许可手续，向国土资源部门申请办理正式用地手续；④项目单位依据相关批复文件，向建设主管部门申请办理项目开工手续。

xiangmu hou pingjia

项目后评价 （post evaluation of project） 一般情况下，项目投资完成之后所进行的评价。通过对项目实施过程、结果及其影响进行调查研究和全面系统回顾，与项目决策时确定的目标以及技术、经济、环境、社会指标进行对比，找出差别和变化，分析原因，总结经验，汲取教训，得到启示，提出对策建议，通过信息反馈，改善投资管理和决策，达到提高投资效益的目的。项目后评价是投资项目周期的一个重要阶段，是项目管理的重要内容，是出资人对投资活动进行监管的重要手段，应坚持独立、科学、公正的原则。主要内容包括：①项目全过程回顾；②项目绩效和影响评价；③项目目标实现程度和持续能力评价；④经验教训和对策建议。

评价方法 项目后评价方法的基础理论是现代系统工程与反馈控制的管理理论。项目后评价应遵循工程咨询的方法与原则。项目后评价的综合评价方法是逻辑框架法，通过投入、产出、直接目的、宏观影响 4 个层面对项目进行分析和总结。项目后评价的主要分析评价方法是对比法，即根据后评价调查得到的项目实际情况，对照项目立项时所确定的直接目标和宏观目标，以及其他指标，找出偏差和变化，分析原因，得出结论和经验教训。对比法包括前后对比、有无对比和横向对比。项目后评价调查是采集对比信息资料的主要方法，包括现场调查和问卷调查。

评价指标 包括工程咨询评价常用的各类指标，主要有工程技术指标、财务和经济指标、环境和社会影响指标、管理效能指标等。不同类型项目后评价应选用不同的重点评价指标。应根据不同情况，对项目立项、项目评估、初步设计、合同签订、开工报告、概算调整、完工投产、竣工验收等项目周期中几个时点的指标值进行比较，特别应分析比较项目立项与完工投产（或竣工验收）两个时点指标值的变化，并分析变化原因。

见电力基本建设。

xiangmu jianshe zuzhi guanli

项目建设组织管理 （project construction management） 工程项目建设实施过程中所进行的组织及相关活动的总称。20 世纪 50～70 年代，中国实行严格的计划经济体制，基本建设项目由政府直接投资和管理，基本建设项目的实施和管理按照国家规定的方式和程序进行。电力建设项目管理的主要方式是甲乙方制；随着政治经济形势的变化也出现过施工企业扩大承包、工程指挥部等方式。1978 年以后，重视运用经济合同管理工程。90 年代后，中国开始运用市场经济的原则和现代企业制度管理建设项目，并逐步与国际先进的管理方式接轨。随着项目投资实行资本金制和电价改革的深化，国家电力主管部门对建设项目的统一集中管理的局面逐渐被打破，投资和产权的多元化在电源建设项目中已充分体现，逐步成立了与电力主管部门没有行政隶属关系的独立发电公司——独立的法人实体和市场竞争主体。这些对电力建设项目管理方式产生了深刻的影响。电力建设项目实行项目法人责任制、招投标制、工程监理制、资本金制和合同管理制（简称"五制"）。在"五制"中，项目法人责任制是核心，与其他四项制度相辅相成，构成了建设管理的新体系。

在这种体系下，工程项目的参建方主要有三类：以业主方为主体的发包体系；以设计、施工、供货方为主体的承建体系；以工程咨询、评估、监理方面为主体的咨询体系。工程项目的复杂性决定了项目三方的不同组织系统，构成不同的项目实施的组织模式，主要有平行承发包、设计/施工总承包、项目总承包、CM（construction management，建设管理）承包模式、PMC（project management contractor，项目管理承包商）项目管理模式等。项目实施的组织模式是根据项目建设的目标和复杂程度决定的。项目实施的组织模式确定后，各参建方在项目法人责任制的体系下建立各自的项目组织机构。

平行承发包模式 业主根据实际情况将工程项目分解，分别委托几家承包单位进行建造的方式。各承包单位之间的关系是平行的，各自对业主负责。平行承发包的优点在于业主直接同各承建方签合同，可得到较有竞争力的投标报价；可以提前开始各发包工程的施工，设计与施工可以交错进行，从而缩短工期。由于工程分别发包给各承建单位，各承包商能形成互相检查与监督的约束力，对质量控制有利。缺点在于合同数量

多，业主对合同各方的协调与组织工作量大，管理比较困难。整个工程的总合同价款必须在所有合同签订后才能得知，总合同价不易在短期内确定。平行承发包模式的合同结构如图1所示。

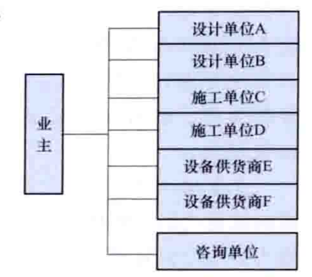


图1　平行承发包模式的合同结构

设计/施工总承包模式　业主将工程的设计任务委托给一家设计单位，将施工任务委托给一家施工单位进行承建的方式。设计总承包单位与施工总承包单位之间的关系是平行的，各自对业主负责。设计/施工总承包的优点在于业主方对承建单位的协调管理工作量较小，可充分发挥总承包单位的专业协调能力，使业主方能更专注于项目的总体控制与管理；设计/施工总承包合同价格可以较早确定，易于对投资进行控制。缺点在于总承包单位须对分包单位进行管理并承担工程总承包风险，因此总承包合同价格要高于平行发包，业主的工程款支出加大；总承包单位如果出于自身利益或不负责任，有可能对工程质量有所隐瞒，对业主方的质量控制造成不利影响。设计/施工总承包模式的合同结构如图2所示。

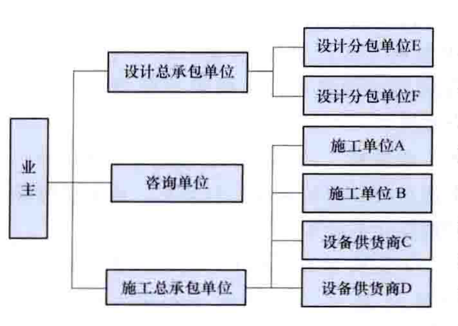


图2　设计/施工总承包模式的合同结构

项目总承包模式　业主将工程的设计和施工任务一并委托一个承建单位实施的方式。这一单位就是项目总承包单位，由其进行工程设计、材料设备采购、工程施工、设备安装调试、试车生产、交付使用等全部工程工作。总承包单位可以将部分设计或施工任务分包给其他单位，前提是取得业主单位的同意。项目总承包模式的优点在于只签订一份项目总承包合同，业主的协调组织工作量小；总承包合同一经签订，项目的总造价也就确定，有利于控制项目总投资；项目总工期明确，项目总承包单位对总进度负责，对进度目标控制有利。缺点在于项目总承包的合同总价会因总承包单位的总承包管理费以及项目总承包的风险费而较高；项目总承包需按功能招标，招标发包工作及合同谈判与合同管理的难度比较大；对工程实体质量的控制由项目总承包单位实施，业主对项目的质量标准、功能和使用要求的控制比较困难。总承包的另一种类型是项目总承包管理，是指项目总承包管理单位在与业主签订总承包合同后，将工程设计与施工任务全部分包给各分包单位，自己不直接进行设计和施工，而是对项目总体实施项目管理，对各分包单位进行协调、组织与控制。项目总承包模式的合同结构如图3所示。

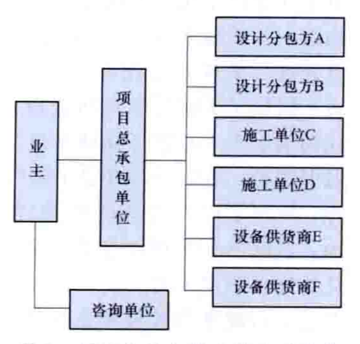


图3　项目总承包模式的合同结构

CM承包模式　由业主委托一家CM单位承担项目管理工作，该CM单位以承包商的身份进行施工管理，并在一定程度上影响工程设计活动，组织快速路径（fast-track）的生产方式，使工程项目实现有条件的“边设计、边施工”。

主要特点：①采用快速路径法施工，即在工程设计尚未结束之前，当工程某些部分的施工图设计已经完成时，就开始进行该部分工程的施工招标，从而使这部分工程的施工提前到工程项目的设计阶段。②CM单位有代理型（agency）和非代理型（non-agency）两种。代理型的CM单位不负责工程分包的发包，与分包商的合同由业主直接签订。非代理型的CM单位直接与分包商签订分包合同。③CM合同采用成本加酬金。代理型和非代理型的CM合同是有区别的。由于代理型合同是业主与分包商直接签订，所以采用简单的成本加酬金合同形式。而非代理型合同则采用保证最大工程费用（GMP）加酬金的合同形式。这是因为CM合同总价是在CM合同签订之后，随着CM单位与各分包商签约而逐步形成的。只有采用保证最大工程费用，业主才能控制工程总费用。非代理型和代理型CM模式的合同结构分别如图4和图5所示。

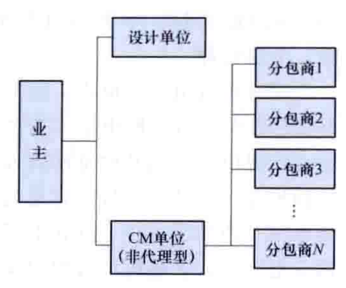


图4　非代理型CM模式的合同结构

图5　代理型CM模式的合同结构

PMC项目管理模式　项目业主聘请一家公司（一般为具备相当实力的工程公司或咨询公司）代表业主进行整个项目过程的管理。这家公司在项目中被称作项目管理承包商。选用该种模式管理项目时，业主方面仅需保留很小部分的基建管理力量对一些关键问题进行决策，而绝大部分的项目管理工作都由项目管理承包商承担。

根据项目管理承包商的工作范围，一般可分为三种类型：①代表业主管理项目，同时还承担一些界外及公用设施的设计、采购、施工工作。这种工作方式对项目管理承包商来说风险高，相应的利润、回报也较高。②作为业主管理队伍的延伸，管理设计、采购、施工。而

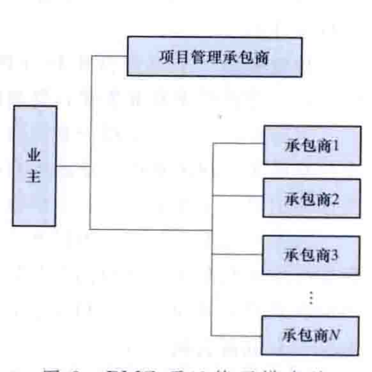


图6　PMC项目管理模式的合同结构

承包商不承担任何设计、采购、施工工作。这种 PMC 模式相应的风险和回报都较上一类低。③作为业主的顾问，对项目进行监督、检查，并将未完工作及时向业主汇报。这种 PMC 模式风险最低，接近于零，但回报也低。

PMC 项目管理模式的合同结构如图 6 所示。

xiaoshou dianjia

销售电价 (retail price) 电网经营企业对终端用户销售电能的价格。中国的销售电价实行政府定价，统一政策，分级管理。

销售电价由购电成本、输配电损耗、输配电价及政府性基金四部分构成。购电成本指电网企业从发电企业（含电网企业所属电厂）或其他电网购入电能所支付的费用及依法缴纳的税金，包括所支付的容量电价、电量电价。输配电损耗指电网企业从发电企业（含电网企业所属电厂）或其他电网购入电能后，在输配电过程中发生的正常损耗。输配电价指电网经营企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格总称。政府性基金指按照国家有关法律、行政法规规定或经国务院以及国务院授权部门批准，随售电量征收的基金及附加。

中国的销售电价基本可分为居民生活用电、农业生产用电、大工业用电、一般工商业及其他用电四大类。其中，居民生活、农业生产用电实行单一制电量电价；工商业及其他用户（包括大工业用电）中受电变压器容量在 100kV·A 或用电设备装接容量 100kW 及以上的用户，实行两部制电价；受电变压器容量或用电设备装接容量小于 100kV·A 的实行单一电量电价，条件具备的也可实行两部制电价。两部制电价由电量电价和基本电价两部分构成。电量电价是指按用户用电量计算的电价，基本电价是指按用户用电容量计算的电价。

xietong bangong guanli xinxi xitong

协同办公管理信息系统 (cooperative office management information system) 利用先进的计算机技术和网络技术，实现企业不同部门之间的信息共享、相互协作和共同办公等目标的计算机应用系统。协同办公管理信息系统通过优化工作流程、整合企业资源、消除信息孤岛等方式，实现企业日常办公、行政管理和业务管理等主要功能的无缝集成，有助于加强企业管控、提高工作效率，是提升企业整体管理水平、提高竞争力的重要技术手段。

功能模块 主要包括流程管理模块、基础信息管理模块、办公管理模块和业务接口管理模块等。

流程管理模块 实现公文流转、业务审批、流程监控等办公和业务管理的基础，是流程自动化的核心系统，包括了工作流引擎、工作流定义、工作流接口等子模块。

基础信息管理模块 协同办公的基础支撑。遵循统一的数据标准来规范化定义协同办公管理信息系统所要使用的各类资料信息，从而为各个相互独立的功能模块提供统一的信息共享和数据交换标准。

办公管理模块 主要具有日常办公所涉及的各类功能，常见的有：①收发文管理，主要功能由拟稿、核稿、会签、审核、签发等一系列标准的工作环节组成，同时还包括相应的查询统计和消息提示等辅助功能模块；②会议管理，实现会议申请与审核、会议日程安排、与会人员通知与管理、会议考勤、会议资料管理等功能；③其他管理，包括固定资产管理、车辆使用管理、文档资料管理、普通办公用品的日常采购管理和企业内部邮箱管理等。

业务接口管理模块 实现协同办公、信息整合和信息集成的重要功能子模块，必须具有良好的扩展性和兼容性。主要为企业办公管理（包括公文流转、领导决策和管控、企业邮箱、知识文档管理、资产管理、人事和财务等）和业务管理（包括计划、生产、采购、库存、销售、合同和进度等）之间的协同配合提供集成化的接口支撑，从而实现人、财、物、项目、信息等多要素的整合。

目的和作用 构建统一平台、实现协同一体、实现全面集成、支撑综合决策和实现分布式办公等。

构建统一平台 将不同平台（开发语言、数据库、操作系统）和不同技术架构［客户机/服务器（B/S）、浏览器/服务器（C/S）］等应用无缝集成，提供单点登录入口，做到一站式访问各个系统。

实现协同一体 跨系统、跨部门、全业务、全员参与，协同处理事务，实现高效办公和高度信息共享。由定制好的审批、办公等流程贯穿业务始末。

实现全面集成 企业所有的子系统，包括人力管理、财务管理、企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）、客户关系管理（customer relationship management，CRM）、项目管理系统等各类应用按需汇聚，从而消除信息孤岛，减少数据冗余，实现信息共享。

支撑综合决策 在实现信息共享的基础上，各系统数据互通有无、互为补充，在集成化的数据基础上发挥数据挖掘的优势，进而为决策者提供充分、完整的信息支撑。

实现分布式办公 充分利用台式计算机、便携式计算机、手机等终端，实现真正的跨地域、跨场景的分布式办公。

发展过程 经历了三个阶段：①20 世纪 80 年代中期至 20 世纪 90 年代中期，以个人计算机和办公软件套件为主要标志，实现了数据统计和文档电子化，不同部门之间的数据交互主要以磁盘等存储设备为介质。这是办公系统实现信息化的初始阶段。②20 世纪 90 年代中期至 21 世纪初，以工作流技术和网络技术为标志，实现了不同职能部门之间工作流程自动化和分布式办公，实现了内部组织的电子化和网络化，不同部门及其员工之间的分工协作大大加强，工作效率得到了很大提升。③21 世纪以来，以融信息处理、流程自动化和知识管理为一体的协同技术为标志，提供了丰富的学习功能和共享机制，在电子化、网络化的基础之上增加了移动办公的功能，实现了实时交流和及时通信，并进一步加强了部门之间和人员之间的分工协作，突出了以人为本的管理理念。在未来较长一段时间内，协同办公管理信息系统仍将以规范化、集成化和协同化为主要原则来建立统一的工作平台，以便全面实现企业办公、行政事务管理和业务管理的信息化、智能化、自动化和一体化。

见业务应用管理信息系统、企业门户。

Xinjiang Weiwu'er Zizhiqu dianli gongye

新疆维吾尔自治区电力工业 (electric power industry in Xinjiang Uygur Autonomous Region) 新疆维吾尔自治区，简称新疆，位于亚欧大陆中部，地处中国西北边陲，总面积 166.49 万 km^2，东、南与甘肃省、青海省、西藏自治区相邻，东北至西南与蒙古国、俄罗斯、哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦、巴基斯坦、印度、阿富汗等 8 个国家接壤，国界线超过 5600km，是中国面积最大的省区，占全国陆地总面积的 1/6。2012 年末常住人口 2233 万人，其中少数民族占 61%。

新疆电力工业始于 1909 年，是中国西北最早有电的省区之一。该年，位于今伊宁市的伊犁木沙巴也夫皮革厂 1 台 75kW 蒸汽发电机建成发电。至 1949 年的 40 年间，新疆先后建成 20 余家小电厂，到 1949 年底仅存 7 座小电厂，总装机容量 998kW，年发电量 97 万 kW·h。

电源建设　1952 年 7 月 1 日，新疆水磨沟发电厂（1×700kW）与七一棉纺厂同步建成发电，苇湖梁电厂、乌拉泊水电站、八一钢铁厂自备电厂同期开工兴建。各地、州为满足电力需求，安装了一批柴油发电机组。至 1952 年底，新疆发电装机总容量达 5452kW，发电量 479 万 kW·h。

1953～1957 年，先后建成苇湖梁发电厂 2 台 2500kW、1 台 6000kW 机组及乌拉泊水电站 3 台 800kW 机组，初步形成乌鲁木齐电网。同时，各地州也根据绿洲经济特点，建成了一批小电厂。至 1957 年末，发电装机容量达到 3.57 万 kW，年发电量 8111 万 kW·h。至 1976 年底，发电装机容量达 48.60 万 kW。1990 年底，发电装机容量达 190.2 万 kW，年发电量 69.79 亿 kW·h。截至 2000 年底，发电装机容量 445.86 万 kW，其中火电 351.99 万 kW，水电 86.81 万 kW，风电 7.06 万 kW，年发电量 182.98 亿 kW·h。2012 年底，新疆发电装机容量 2952 万 kW，其中火电 2257 万 kW，水电 385 万 kW，风电 292 万 kW；年发电量 1188.7 亿 kW·h，其中水电发电量 140 亿 kW·h，火电发电量 998 亿 kW·h，风电发电量 49 亿 kW·h，太阳能发电量 1.7 亿 kW·h。

电网建设　1966 年 12 月，乌鲁木齐电网与石河子电网联网运行，1967 年 9 月、1968 年 10 月、1976 年 10 月，喀什电网、哈密电网和库尔勒电网先后形成。1976 年底，新疆有 110kV 线路 642km，35kV 线路 1501km，110kV 变电容量 14.19 万 kV·A，35kV 变电容量 34.64 万 kV·A。"七五"期间（1986～1990 年），红雁池、玛纳斯发电厂高温高压机组陆续建成投产，乌鲁木齐电网向东延伸至吐鲁番地区，向西延伸至奎屯、独山子地区。新疆生产兵团系统和各地州相继建设一批中小型火电厂与水电站，110kV 伊宁电网、塔城电网、阿克苏电网、喀什—克孜勒苏电网和 35kV 阿勒泰电网、博乐电网等区域性电网先后建成。

至 1990 年底，220kV 新疆主网有 220kV 线路 7 条 614.19km，变电站 2 座、42 万 kV·A；110kV 线路 38 条 1046.27km，变电站 25 座、72.15 万 kV·A。截至 2000 年底，新疆有 220kV 线路 20 条、1776km，110kV 线路 213 条、8068km，35kV 线路 700 条、13 788km；220kV 变电站 11 座、201.6 万 kV·A，110kV 变电站 109 座、344.73 万 kV·A，35kV 变电站 413 座、188.97 万 kV·A。

2008 年 11 月，220kV 玉莎、鹿喀输变电工程建成，实现了新疆 220kV 电网联网，统一调度的新疆电网已覆盖自治区全部 14 个地州（市）。2008 年 5 月，新疆首项 750kV 输变电工程——玛纳斯凤凰—乌鲁木齐北输变电工程开工，2009 年 6 月降压 220kV 投入运行。2010 年 11 月，新疆与西北 750kV 联网工程投入运行，新疆电网并入全国电网，结束了孤网运行的历史。2012 年 5 月，哈密南—郑州特 ±800kV 高压直流输电工程（见图 1）与 750kV 新疆—西北联网第二通道工程开工。



图 1　哈密南—郑州±800kV 特高压直流输电工程

截至 2012 年底，新疆共有 750kV 变电站 5 座，变电容量 700 万 kV·A，输电线路 2038km；220kV 变电站 78 座，变电容量 2016 万 kV·A，输电线路 154 900km；110kV（含 66kV）变电站 396 座，变电容量 1980 万 kV·A，输电线路长度 20 204km；35kV 变电站 1015 座，变电容量 969 万 kV·A，输电线路 23 055km。2013 年新疆电网主接线图如图 2 所示。

用电状况　新疆全社会用电量 1999 年为 169.3 亿 kW·h。2012 年，新疆全社会用电量 1008.19 亿 kW·h，其中：第一产业用电量达 94.02 亿 kW·h；第二产业用电量达 801.34 亿 kW·h；第三产业用电量达 62.09 亿 kW·h；城乡居民生活用电量达 50.74 亿 kW·h。

电力体制　1952 年 5 月新疆军区电业管理局成立，隶属新疆军区工业部。1953 年 1 月变更隶属关系，隶属新疆省人民政府财政经济委员会和省人民政府工业厅，更名为新疆省电业管理局。后历经两次上划国家电力工业部领导，三次划回自治区人民政府管辖，及与其他厅局合并、分设的变更。1983 年 1 月新疆电力工业局再次上划国家水利电力部管辖，实行水利电力部和自治区人民政府双重领导、以部为主的领导体制，既是国家水利电力部直属企业，又是自治区人民政府管辖新疆电力工业的职能部门。1990 年 6 月新疆电力公司成立，与电业局一套机构、两块牌子。2001 年 9 月新疆维吾尔自治区电力工业局撤销，其行政管理职能移交自治区经济贸易委员会，新疆电力工业实现了政企分开。2003 年 1 月，新疆电力公司所属 13 家发电公司（厂）划转移交中国华电集团公司和中国国电集团公司。新疆电力公司是国家电网公司的全资企业，是以经营新疆电网为核心业务

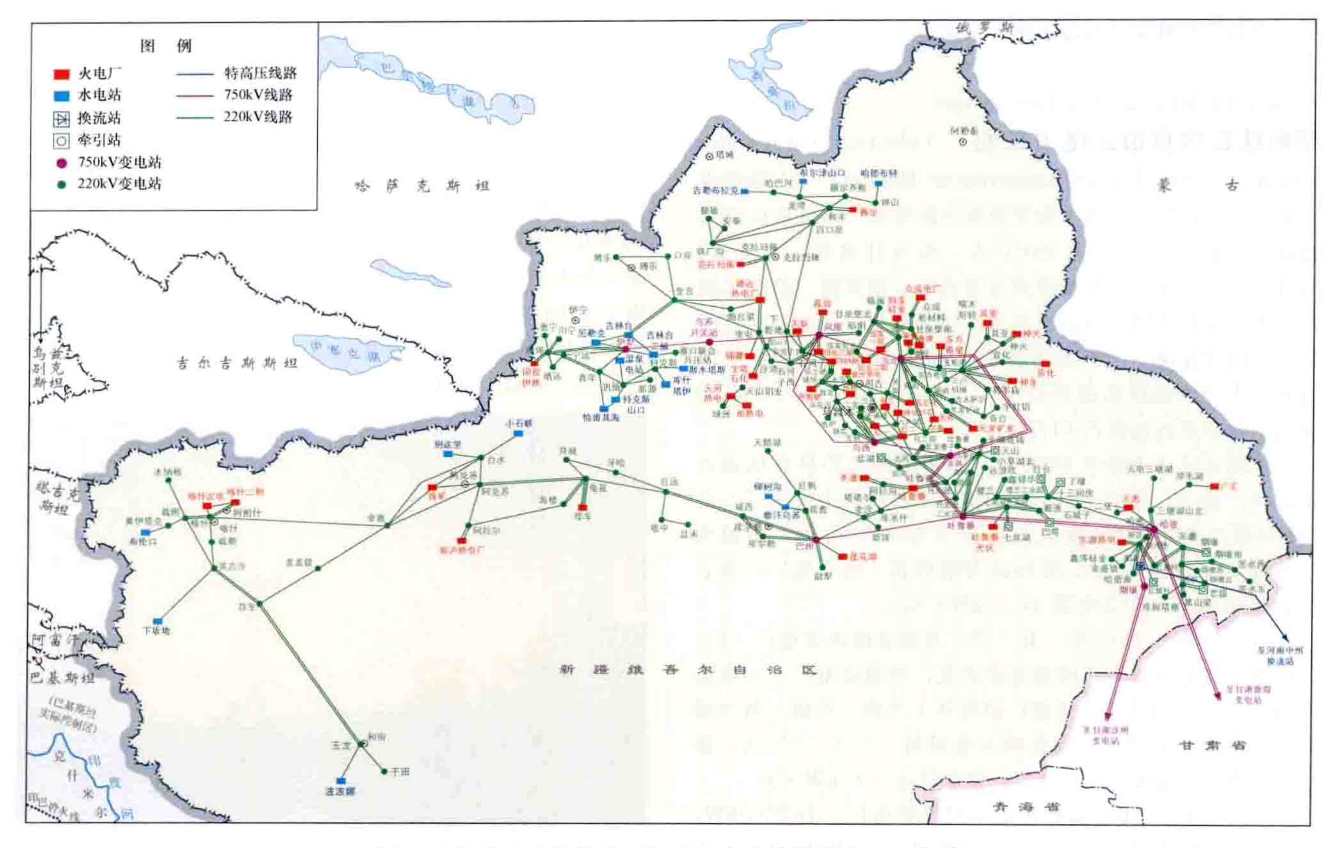


图 2 新疆电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

的国有企业。公司本部设 19 个职能部（室、中心）及公司工会，所属供电企业 13 家，设计、建设、科研和教育培训等单位 13 家。

xinnengyuan fadian

新能源发电 （new energy power generation） 主要指风能、太阳能、海洋能、地热能、生物质能等可再生能源发电及燃料电池等新型发电方式。新能源与常规能源相比的优势是地域分布广、资源蕴藏量大，但是大部分新能源存在资源分散、能量密度低等问题。不同种类的新能源发电发展程度不同，风能、太阳能发展较快，已进入产业化阶段。新能源发电的主要研究方向是如何降低发电成本并保障安全可靠运行。

风力发电 通过风力发电机组将风能转换成电能的发电方式，是风能资源利用的基本形式。

自从 1890 年丹麦政府制定了风力发电计划以来，经过一个多世纪的发展，风力发电技术逐步成熟并被广泛推广。到 2012 年底，世界风电累计并网装机容量达到 2.82 亿 kW。风力发电机组的单机容量不断增大，世界单机装机容量最大的风力发电机装机容量达 7.5MW，位于德国。

风力发电的模式主要包括独立运行系统和并网运行系统两大类。独立运行系统通常是一台小型风电机组向一户或几户提供电力，采用蓄电池作为储能设备，保证无风时也能用电。风力发电机组也可与其他能源发电机组互补运行，包括柴油机发电等，可以节省其他机组的燃料，同时通过调节其他发电机组的出力弥补风力发电的不足之处。并网运行系统安装在有电网并且风能资源丰富的地区，每个风场安装几十台甚至几百台风电机组，是风力发电的主要形式。由于风能的不均匀性，使得风电机组的电压控制、频率控制和储能等成为很大的技术难题，特别是储能问题，随着机组容量的增大显得尤为突出。风电机组与电力系统并网运行，则能较好地解决这些问题，但也对风电机组提出了一系列新的要求。风电机组并入的电网，可以是由火力发电机组、水力发电机组等单独或相联合组成的区域性独立电网，即中国所称的“小电网”；也可以是公用电网，即中国所称的“大电网”。

太阳能发电 通过水或其他介质及装置将太阳辐射能转换为电能的发电方式。（见太阳能资源）

最早的太阳能热电站于 1878 年在法国巴黎建成，是一个小型聚焦太阳能热动力系统。中国在 20 世纪 70 年代末开始对太阳能热发电展开应用研究，并取得了一系列成果。截至 2012 年，中国在建太阳能发电项目总规模已超过 300 万 kW。

太阳能发电主要有太阳能光伏发电和太阳能热发电两种基本方式。前者通过光电器件将太阳光直接转换为电能；后者是先将太阳辐射能转换为热能，然后再按照某种发电方式将热能转换为电能。太阳能光伏发电包括光生伏打电池和光化学电池两种类型。光生伏打电池，即通常所说的太阳能电池，它一般由具有扩散结类型的半导体所制成，产生的是物理电流，只起能量转换作用，不发生化学变化；光化学电池，又叫液结电池，是由两个浸入电解液的电极组成，当光照射电极时，器件便产生电动势。但这种电池尚在研究探索中，距实际应用还有相当距离。太阳能热发电包括太阳能热动力发电和太阳能热电直接转换两种类型。太阳能热动力发

电，是采用反射镜把阳光聚焦起来加热水或其他介质，使之产生蒸汽以推动涡轮机等热力发动机，再带动发电机发电。也就是说，先把热能转换成机械能，然后再把机械能转换成为电能。太阳能热电直接转换，即把热能直接转换成电能，包括利用温差发电（热电耦）、热离子发电、热电子发电、磁流体发电等原理，将聚焦的太阳热直接转换成电能。

2012年12月5日，亚洲最大的山地并网光伏电站——华电云南维的并网光伏电站（见图）实现首批1万kW太阳能电池方阵并网发电一次成功。



华电云南维的并网光伏电站（中国华电集团公司 提供）

太阳能发电的优点有：①太阳能量巨大，每秒照射到地表的能量高达173 000TW，相当于500万t煤；②太阳能没有地域的限制，可直接开发和利用，无须开采和运输；③开发利用太阳能不会污染环境，是最清洁的能源之一，同时也是取之不尽、用之不竭的新能源。太阳能发电的不足之处有：①太阳能流密度较低，昼夜辐射能量相差较大。②由于受到昼夜、季节、地理纬度和海拔等自然条件的限制以及气象等随机因素的影响，到达某一地面的太阳辐照度是间断和不稳定的。③太阳能利用装置效率偏低，成本较高。上述优点使太阳能成为连续、稳定的可替代能源，要解决太阳能的不足，研究较多的是把太阳能集中储存起来，然后进行能源的再次分配。关于太阳能的储存还存在一定的技术困难，且蓄能装置自身也会引入各种污染源。

海洋能发电 包括潮汐能发电、波浪能发电、温差能发电、海流能发电、盐差能发电等。（见海洋能源资源）

潮汐能发电 在潮差大的海湾入口或河口筑坝构成水库，利用堤坝两侧潮汐涨落的水位差驱动安装在坝内或坝侧的水轮发电机组的发电方式。海水在月球和太阳等天体的吸引力作用下所产生的周期性的涨落现象称为潮汐。潮汐电站上下游水位差很小，一般在10m以内，因此对电站拦水坝和其他建筑物的结构要求相对较低，建设容易；同时，电站所需的费用主要是初始工程投资，潮汐不用花钱，而且可以大量稳定地自动供应，只需少量人员管理即可，所以发电成本低廉。

波浪能发电 水在风和重力作用下产生的波浪能作为动力源的一种发电方式。波浪中海浪的起伏最大，产生的能量也最大。海浪的能量与波浪的高度的平方成正比。据估计，世界海洋波浪能的蕴藏量约为700亿kW，每年发电可达90万亿kW·h。海洋波浪属于低品位能源，波浪的幅度、频率、运动方向不断变化，产生能量不稳定。以波浪为动力的装置一般需要具备能够增大与波浪高度有关的水位差、对波浪的幅度和频率有广泛的适应性的特点。

1799年，第一个波浪能转换装置的专利在法国巴黎发表。1910年法国学者第一次进行了波浪能发电的试验。20世纪60年代，小型波浪能发电装置问世，主要为灯塔、航标灯等设施供电。1985年，挪威建成了两座装机容量分别为500kW和350kW的波浪能发电站。日本于1978年建成总输出功率达1250kW的船型波浪发电装置。中国的波浪发电方式已用于小型航标灯用波浪发电等方面。

温差能发电 将海洋吸收的太阳能转换为机械能，再把机械能转换为电能的发电方式。原理是利用海洋表层海水（25～28℃）和500～1000m深处的海水（4～7℃）的温差使冷、热海水间形成热力循环进行发电。

温差能发电的概念是由法国人达松伐耳（D'Arsonval）在1881年提出的，1926年法国达松伐耳的学生克劳德（Claude）成功实现了温差和电能之间的转换，1930年古巴建成了功率为22kW的海水温差发电试验装置。20世纪60年代，美国开始研究温差能的应用，并于1979年在夏威夷西部海岸建立一座额定功率为50kW、净输出功率为15kW的闭式循环发电系统，这是世界上首次从海洋温差能中获得具有实际意义的电力。日本的海洋温差能发电的研究也处于领先地位，并拥有三座海洋温差试验电站。中国南海地处北回归线以南，表层海水水温全年在25℃以上，500～800m以下的海水水温在5℃以下，蕴藏着丰富的潜在海洋温差资源。20世纪80年代，中国开始在广州、青岛、天津等地开展海洋温差发电的研究。

海流能发电 利用海流的冲击力，将海水动能转换为水轮机机械能，驱动发电机的发电方式。海流能的特点是流速、流向随时间有很大变动，因此选择能够保持长时间流速恒定的海域安装海流能发电设备是利用海流能的关键因素。海流能发电站有花环式、降落伞式等方案。日本做过漂浮式海流发电装置，中国在舟山群岛做过“水下风车”式试验。海流发电不受洪水和枯水等水文因素的影响，比较稳定。

盐差能发电 将江河淡水与海洋咸水交汇处产生的物理化学能转换成渗透压、蒸汽压差和机械转动等形式，再转化成电能的发电方式。盐差能发电是美国人在1939年首先提出来的，1973年以色列科学家洛布在亚洲西部的死海和约旦河交汇的地方展开试验工作，取得了令人满意的效果。随后，美国、瑞典、日本等国相继开始了这方面的研究。中国于1979年开始开展海洋盐差能发电的研究。截至2011年，只有以色列建立了一座1.5kW的盐差能发电装置，实用性的盐差能发电站还未问世，但已经具备建立3万kW级发电站的能力。

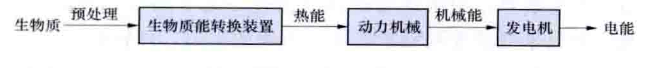
地热发电 利用地下热水和蒸汽为动力源的发电技术。基本原理是将地热能转换为机械能，然后将机械能转变为电能。地热发电方式分为蒸汽发电、地热双循环发电、地热全流发电和干热岩发电等。开发利用主要以前两种为主。①地热蒸汽发电分为地热干蒸汽发电和地热湿蒸汽发电两种。地热干蒸汽发电是直接利用地热干蒸汽驱动汽轮机工作的发电方式。这种发电方式主要用于高温蒸汽热田。地热湿蒸汽发电是利用地热水或湿蒸汽经闪蒸器或汽水分离器分离出的饱和蒸汽驱动汽轮机工作的发电方式。分为单级闪蒸和多级闪

蒸两种发电方式。②地热双循环发电是利用地热水加热某种低沸点工质，产生工质蒸汽，驱动汽轮机工作的发电方式，又称双工质发电或中间介质发电。③地热全流发电是将来自生产井的地热流体（不论是热水或湿蒸汽）全部进入膨胀机做功的发电方式之一。从生产井出来的地热流体压力大于大气压时，采用这种方式。④干热岩发电是利用干热岩地热资源发电。采用人工方法在不含水的地下高热岩体中造出裂隙系统，通过压入冷水经循环产出蒸汽或热水进行地热发电的技术。

地热发电一般不需燃料，建厂投资、发电成本较低，设备的利用时间长，不受季节和天气变化影响，发电稳定，可以大大减少环境的污染等。20 世纪 70 年代初期，世界兴起了地热发电的热潮。据截至 2010 年的统计，世界上约有 32 个国家先后建立了地热发电站，总容量已超过 800 万 kW，其中美国有 281.7 万 kW，意大利有 151.8 万 kW，日本有 89.5 万 kW，新西兰有 75.5 万 kW，中国有 3.08 万 kW。中国对地热发电的研究工作起步较晚。最早的地热发电是在广东省丰顺县邓屋，利用 92℃ 地下热水（中温地热）发电成功。当时首次试验成功为 86kW 装机容量，之后完善为 300kW 装机容量。随后相继建成江西温场、山东招远等 11 座地热试验电站。截至 2012 年，西藏羊八井地热电站是中国最大的地热电站，装机容量为 26 180kW。

生物质发电 将生物质的化学能变换成电能的技术。发电方式包括农林生物质直燃发电、生物质气化发电、垃圾焚烧发电、沼气发电、垃圾填埋气发电和生物质燃料电池发电。除生物质燃料电池发电是将生物质中的化学能直接转化为电能外，其他生物质发电方式是将生物质中的化学能依次转化为热能、机械能，最后转化为电能。（见生物质能资源）

生物质发电系统 包括生物质能转换装置、动力机械与发电机以及附属装置。生物质发电系统工艺流程如图所示。



生物质发电系统工艺流程

发展概况 20 世纪 70 年代石油危机爆发后，各国开始研究新能源发电技术，一些国家如丹麦开始大力推行生物质发电，新建热电联产项目都以生物质为燃料，还将许多燃煤热电厂改建为生物质热电联产项目。2002 年以后，生物质发电技术在全球迅速发展。到 2005 年底，全球生物质发电装机容量约 5000 万 kW，主要集中在北欧和美国。此后，欧洲国家、美国、中国、印度和其他一些发展中国家的生物质用于发电的比例显著提高。2011 年底，世界生物质发电装机容量达到 7200 万 kW。

中国早期的生物质发电项目主要是自主研制的蔗渣锅炉燃烧发电，以及利用木屑、稻壳的气化发电和一些小型的沼气发电。垃圾发电引进国外先进技术和设备在经济发达城市首先推广应用。自中国第一个垃圾焚烧发电厂——深圳市市政环卫综合处理厂于 1988 年在深圳投入运行后，中国已基本具备制造垃圾焚烧发电设备的能力。到 2005 年底，中国生物质发电装机容量为 200 万 kW，其中蔗渣发电装机容量 170 万 kW，垃圾发电装机容量 20 万 kW，其余为稻壳等农林废弃物气化发电和沼气发电等。2006 年《中华人民共和国可再生能源法》实施后，中国生物质发电产业迅速发展，主要是引进、消化和吸收欧洲秸秆直接燃烧发电技术，同时自主研发生物质气化发电、沼气发电等技术。截至 2012 年底，中国生物质发电累计核准容量达 8781MW，其中并网容量 5879MW，在建容量 2902MW。

燃料电池 一种以电化学反应方式将存储在燃料和氧化剂中的化学能直接转换成电能的发电装置。燃料电池工作原理和其他电化学电池相同，燃料电池由正极、负极和电解质隔膜构成。以应用较多的氢为燃料的燃料电池为例，其基本原理是电解水的逆反应。将氢气和氧气分别供给正极和负极。在正极，氢在铂一类的贵金属催化作用下析出电子，这些电子经外部负载到达负极，而失去电子的氢离子经过电解质到达负极，在负极处会与氧离子结合生成水，作为副产品排出。

燃料电池兴起于 20 世纪 60 年代，具有效率高、污染低、建厂时间短、选址条件宽等优势。燃料电池等温地按电化学方式直接将化学能转化为电能，不经过热机过程，因此不受卡诺循环的限制。卡诺循环（Carnot cycle）是由法国工程师 S. 卡诺（S. Carnot，1796—1832）于 1824 年提出的，由两个可逆的等温过程和两个可逆的绝热过程所组成的理想循环，以分析热机的工作过程。卡诺循环包括等温膨胀、绝热膨胀、等温压缩、绝热压缩四个步骤。理论上可在接近 100% 的热效率下运行。实际运行的各种燃料电池总的转换效率可达到 45%～60%，包括考虑排热利用可达 80% 以上等；燃料电池发电清洁、安全，几乎不排放氮氧化物和硫氧化物，可以比常规发电厂少排放 40% 以上的二氧化碳；燃料电池装置不含或含有很少的运动部件，可靠性高，维修量小，噪声低，是一种很有发展前途的能源动力装置。20 世纪 70 年代以来，美国、日本、中国等许多国家都将大型燃料电池的开发作为重点研究项目。



新能源发电展望 部分新能源发电技术已经取得了长足的发展，并在世界许多国家和地区进入了规模化发展阶段。太阳能、风能以及地热能等的利用技术已经得到了广泛应用。国际能源署对 2000～2030 年国际电力需求进行了研究，预测到 2030 年，可再生能源的成本将大幅度下降，从而增加其影响力。非化石能源将逐步成为主要能源，新能源占发电能源的比重将由 4% 提高到 8%。中国高度重视可再生能源的研究与开发，于 2006 年颁布实施了《中华人民共和国可再生能源法》，并制定了新能源和可再生能源产业发展规划，重点发展太阳能光热利用、风力发电、生物质能高效利用和地热能的利用。

参考书目

刘琳．新能源．沈阳：东北大学出版社，2009．

李全林．新能源与可再生能源．南京：东南大学出版社，2008．

xinchou jili guanli

薪酬激励管理 (salary incentive management) 通过合理的薪酬制度设计和薪酬分配结构，激发组织成员工作的积极性、主动性和创造性，为组织创造更多经济效益和社会效益的活动。薪酬激励管理是人力资源管理的内容之一。

从对员工的激励角度上讲，薪酬分为：①保健性因素（或称维护性因素），包括工资、固定津贴、社会强制性福利及企业内部统一的福利项目等；②激励性因素，包括奖金、物质奖励、股份及培训等。如果保健性因素达不到员工期望，会使员工感到不安，出现士气下降、人员流失，甚至招聘不到人员等现象。而且尽管高额工资和多种福利项目能够吸引员工加入并留住员工，这些却常常被员工视为应得的待遇，难以起到激励作用。真正能调动员工工作热情的，是激励性因素。薪酬激励的方式有风险年薪制和持股期权激励机制两种。

风险年薪制 经营业绩好的企业经营者和员工，可以拿到全额年薪，包括基本年薪、风险年薪和奖励年薪；经营业绩差的企业经营者和员工视具体情况只能拿到部分年薪。通过实行风险年薪制，可以同时激励经营者和员工提高风险意识。

持股期权激励机制 企业经营者和员工以人力资本的大小享受企业收益的分配权。具体做法：①收入股份化，在考核的基础上，企业经营者将自己的部分收益转化为企业股份，依此股份享受企业的股本分红。②设置管理股，使经营者以企业股份的形式享受企业经营收益，经营者离开企业，该股份自行消失。③设置股份期权，使企业经营者享有在未来某一时期，按照确定价格购买一定份额股份的权力。除了以上激励方式外，还有员工的考勤奖励、销售激励及利润分享等方式。同时也要注重对员工的工作态度和行为方式等进行综合评估，考虑员工的行为方式在薪酬分配中所占的比重，避免单一依赖工作业绩评定薪酬带来的负面作用。

xinxi jishu

信息技术 (information technology, IT) 处理和使用信息所采用的各种技术的总称。主要包括计算机技术、网络技术、通信技术、数据库技术及控制技术等。利用这些技术中的相关硬件设备、软件工具及科学方法，对各类信息进行获取、加工、存储、传输与使用。信息技术的核心在于提高信息处理利用的效率和效益。信息技术利用微电子、软件和网络等技术，将产品和服务数字化、网络化、多媒体化、智能化，更高效地进行资源优化配置，从而提高社会劳动生产率和社会运行效率。信息技术日益广泛地进入社会生产、生活、教育、科研等各个领域，已成为支撑当今经济活动和社会生活的基石。信息技术不仅影响经济结构与经济效率，而且对社会文化和精神文明有着深刻的影响。

应用 信息技术的应用非常广泛，涉及生产、生活、科研、教育等各个领域。在企事业单位等社会组织中，信息技术主要用来设计、开发、安装和实施信息系统及应用软件。在大中型企业和事业单位中，通常都会设立专门的信息管理中心来实施、运行和维护信息系统，这些信息系统通常包括信息管理系统、办公自动化系统、生产自动化管理系统、营销管理系统、决策支持系统和企业资源计划（ERP）系统。

信息管理系统 对企事业单位中的工作和业务信息进行综合管理，提高工作效率和信息的利用率。

办公自动化系统 专门针对企事业单位的办公流程进行管理。工作流管理是这类系统的核心。

生产自动化管理系统 通常专用于生产企业，对产品开发、制造和经营的全过程进行自动化管理，并保证产品质量体系的完善。

营销管理系统 用以提高企业的销售业绩和销售效率。

决策支持系统 以人工智能为基础，解决复杂而没有固定模式的问题并做出相关决策。

企业资源计划系统 将企业的物流、人流、资金流、信息流统一起来进行管理，以求最大限度地利用企业现有资源，实现企业经济效益的最大化。企业资源计划系统实际上是更高层次的信息管理系统。

发展阶段 微电子和光电技术构成了信息技术的基础，计算机、通信和网络技术则是信息技术的支撑。信息技术的发展和这些技术密切相关，经历了以通信技术为代表的发展阶段、以计算机和微电子技术为代表的发展阶段和以因特网为代表的发展阶段。

以通信技术为代表的发展阶段 19世纪中叶到20世纪40年代，电话、电报、无线电技术和电视的发明和应用，使得信息的传输方式发生了根本性改变。信息的传送可以借助于光电信号，传输速度得到了极大的提高，人类的通信进入了新的时代。

以计算机和微电子技术为代表的发展阶段 20世纪四五十年代，电子计算机的研制成功和半导体集成电路的发明，信息技术由此进入了计算机和微电子技术时代。微电子技术使得计算机的体积减小，制造成本降低而功能却进一步加强。到20世纪80年代，随着多媒体和数据库技术的兴起，计算机信息处理的种类也随之丰富起来；同时，个人计算机的出现使得计算机由最初应用的军事、科研等专门领域进入到更为广泛的生产和生活领域。

微电子技术在促进计算机技术进步的同时，也进一步推动了通信和控制技术的发展，通信介质从普通导线、同轴电缆发展到双绞线、光缆，单一计算机很快发展为计算机网络，各类局域网的出现实现了计算机之间的数据通信，同时也为互联网的出现奠定了基础。

以因特网为代表的发展阶段 20世纪90年代开始，因特网（Internet）得到了广泛应用，它将世界各国的计算机通过万维网（WWW）、电子邮件和超文本传输协议连接在一起，信息技术的发展进入了快速演化时代，对社会各方面的影响巨大，这一阶段被称为“信息技术革命”时代。随着通信技术的进一步发展，电话网、有线电视网和计算机网互相联通，称为三网融合。三网融合延伸了原有的互联网，推动了移动互联网的快速发展，也使得微电子技术快速进步。电视机、手机、个人数字助理（person digital agent, PDA）等家用电器和个人信息设备都向网络终端设备的方向发展，形成了网络终端设备的多样性和个性化。连接网络的设备不再仅仅限于计算机，使得随时处理信息成为可能。

网络终端设备的多样性和个性化对网络中信息的使用方式产生了新的要求，推动了云计算技术的出现和发展。云计

算（cloud computing）以分布式计算、并行处理、网格计算、虚拟化技术为基础，将计算任务分布在大量计算机构成的资源池上，使各种应用系统能够根据需要获取计算能力、存储空间和各种软件服务。云计算的出现是信息技术发展的重要标志，它将计算、服务和应用作为一种公共设施提供给使用者，使得信息技术的应用由“购买信息产品”转变为“购买信息服务”，用户直接面对的不再是复杂的硬件和软件，而是最终的信息服务。

见控制技术、多媒体应用技术。

参考书目

骆耀祖，叶丽珠．信息技术概论．北京：机械工业出版社，2010.

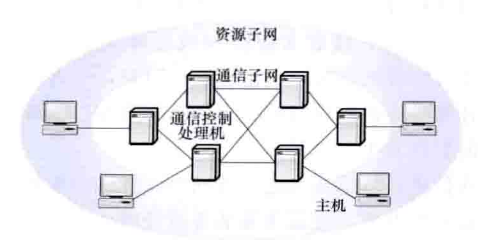
菲茨西蒙斯 J A，菲茨西蒙斯 M J. 服务管理：运作、战略与信息技术．张金成，范秀成，等，译．北京：机械工业出版社，2007.

xinxi wangluo

信息网络（information network）

通过网络协议、利用传输介质和通信设备将地理位置不同的节点，按一定物理或逻辑拓扑结构连接在一起的多条链路和节点的集合。信息网络是信息传输、接收、共享的平台，通过它可以把各个点、面、体的信息联系到一起，从而实现信息资源的共享。信息网络的应用打破了空间和时间的限制，渗透到社会的各个领域。使用范围较大的信息网络应用有现代化的通信方式、办公自动化、电子数据交换、企业信息化、电子银行等。信息网络在电力系统中应用较为广泛。

组成 信息网络包括硬件部分和软件部分，在信息网络的组成中无论是硬件还是软件都与通信有关。按照数据通信和数据处理的功能，一般从逻辑上将网络分为通信子网和资源子网两个部分，如图所示。



信息网络的组成

通信子网 由通信控制处理机（CCP）、通信线路与其他通信设备组成，负责完成网络数据传输、转发等通信处理任务。通信控制处理机一般为路由器和交换机。通信线路为通信控制处理机与通信控制处理机、通信控制处理机与主机之间提供通信信道。

资源子网 由主机系统、终端、终端控制器、联网外设、各种软件资源与信息资源组成。资源子网实现全网的面向应用的数据处理和网络资源共享，由各种硬件和软件组成。

功能 主要功能有数据通信、资源共享、分布式处理、负载均衡、集中式处理、综合信息服务等。

数据通信 利用信息网络，实现不同地理位置的网络节点之间的数据传送，使分布在很远的用户可以相互传输数据信息，互相交流，协同工作。

资源共享 共享信息网络中的硬件、软件和数据等，让用户无论处于何处都能使用网络中的程序、设备、数据等资源。

分布式处理 将一些复杂的、需要进行大量数据处理的任务分解为多个子任务，通过网络分散到多台设备上进行处理，处理的结果再通过网络传送到一台设备上进行合成处理。

负荷均衡 将工作任务相对均匀地分配给网络上的多台设备，当某台设备负荷过重时，系统会自动转移部分工作到负荷较轻的设备中处理。

集中式处理 通过信息网络对地理位置上分散的系统进行集中控制，对网络资源进行集中分配和管理。

综合信息服务 在一套系统上提供集成的信息服务，包括来自各方面的资源，同时提供多媒体信息，如图像、语音、动画等。

电力信息网络 电力信息网络是电力系统各类业务应用及信息化保障的运行平台，包括网络系统、网络服务系统、应用系统、安全系统、网络存储系统、辅助系统等，是电力系统生产、经营、管理的重要工具，是电网安全、稳定、经济、优质运行的重要保障。电力信息网络根据业务类型可以分为信息内网和信息外网。电力信息内网是电力系统内部信息业务应用承载网络和内部办公网络。电力信息外网是电力系统对外提供服务的业务应用网络和访问互联网时用户使用的终端网络。电力信息网络既承载了企业门户、协同办公、邮件系统、综合管理等数据业务，也承载了网络电话、视频会议等多媒体业务。

见一体化信息集成平台、信息网络与信息安全。

xinxi wangluo yu xinxi anquan

信息网络与信息安全（information network and information security）

信息网络与系统抵御各种安全威胁的能力。这些安全威胁将破坏网络与系统所提供的服务及所存储、处理或传输的数据的安全性。通过建立电力系统信息网络与信息安全防护体系，对信息网络和信息安全进行管理；保障电力信息网络与信息系统的安全稳定运行；避免电力信息网络与信息系统（含信息资源）遭受攻击、破坏，以及由此导致的数据泄密、丢失和网络及系统功能异常、错误甚至停运，进而避免其影响电力企业各种业务的正确性、可用性。

信息安全威胁 信息安全威胁指对信息网络与系统的一种潜在侵害，表现形式有信息泄露、信息破坏和服务破坏三类。信息泄露指敏感数据被泄露出去或扩散出授权范围。信息破坏是对数据进行恶意删除、修改、伪造。服务破坏是改变网络与系统正常的服务功能、性能，影响正常用户的使用，甚至使合法用户被排斥而不能进入计算机网络系统或不能得到相应的服务。

电力系统信息网络与信息安全防护体系 电力信息安全管理体系从电力组织面临的信息安全风险出发，在信息安全方针策略、人员安全、资产管理、物理和环境安全、通信和操作管理、访问控制、异常事件管理、业务连续性、合规性等方面，建立和完善电力组织信息安全相关的组织结构、人员职责、实践程序和过程，并为体系的持续运行和自我完善提供有效的机制。防护体系由信息安全技术体系与信息安全管理体系构成，应达到相应安全等级的要求。

信息安全技术体系 由技术防护手段或措施构成。防护

功能主要包括密码技术、身份标识与鉴别认证、授权与访问控制、检测与监控、安全审计、数据恢复等技术。防护对象主要包括物理安全、网络安全、主机系统安全、应用安全与数据安全。

信息安全管理体系　基于业务信息风险方法，建立、实施、运行、监视、评审、保持和改进组织信息安全水平的管理体系，是组织中所有管理体系的一部分，包括组织信息安全工作的组织结构、方针策略、规划活动、职责、实践、规程、过程和相关资源。

信息安全等级　根据国家信息系统安全等级保护制度，确定电力信息网络与信息安全等级，并根据其等级所对应的防护要求进行安全防护体系规划和建设。电力信息网络与系统根据其对国民经济、社会发展及电力企业的重要程度划分安全等级，由高到低可对应国家等级保护四级、三级及二级。其中省级及以上电网调度控制系统安全等级为四级。

见信息技术、网络技术、信息网络、信息灾备中心。

参考书目

沈昌祥．信息安全导论．北京：电子工业出版社，2009.
赵泽茂，朱芳．信息安全技术．西安：西安电子科技大学出版社，2009.
牛少彰．信息安全导论．北京：国防工业出版社，2010.

xinxi xitong yingyong jicheng

信息系统应用集成　(information system application integration)　利用一个集成的软件平台，将基于不同平台、采用不同方案建立的信息系统进行整合的过程。信息系统应用集成通过数据集成、流程集成和界面集成等技术手段实现各种应用信息系统之间的资源共享。信息系统应用集成通过实现企业内部数据共享、信息交互和业务流程整合，打破企业内部由异构系统所造成的业务壁垒，提升企业的业务流程贯穿能力，共享企业核心资源，为企业各信息系统的全面融合、提高管理水平提供有效支撑。在电力工业领域，信息系统应用集成主要应用于电力系统生产管理、营销管理、电力市场交易、财务管理等信息系统的融合，能够促进各信息系统共享企业关键数据，并为电力企业优化管理流程、提高管理水平提供有效支撑。

构成　应用集成软件平台框架包括企业服务总线、流程集成平台、业务流程监控及企业服务库。

企业服务总线　可实现服务的统一注册、发布及分发路由，是企业开展应用集成工作的基础，也是开展服务标准管理、流程集成的前提。企业服务总线应支持各种开放标准的传输协议，具备消息解析、消息验证、消息智能路由、消息确认传递、消息关联等关键功能。

流程集成平台　以企业服务总线为基础，将细粒度服务编排、组合成实际企业运行时的业务流程，实现跨越系统、人员、合作伙伴的业务流程管理及其自动化。主要管理跨系统的业务流程运行及其流程状态的管理，涵盖工作流技术，实现自动化业务流程与人员参与流程的有机结合。

业务活动监控　对业务服务、业务流程及企业关键绩效指标（KPI）进行监控和分析，使用实时和趋势分析数据为企业的运营、流程和交易提供更准确的状态和结果信息，改进业务运作的响应速度和效率。

企业服务库　对服务进行元数据信息管理、版本管理等，并通过发布和发现操作为企业提供合适的服务，促进服务的重用与优化，从而降低开发、维护成本，缩短应用交付周期，提升服务质量。

发展阶段　经历了点对点实现、企业应用集成、通过面向服务架构实现等阶段。

点对点实现阶段　这一阶段企业信息系统个数较少，信息系统之间的集成采用点对点方式，即信息系统开放接口、互相直接调用，但随着需要集成的信息系统数量增加，接口开发的工作量不断增加，集成关系及接口问题变得非常复杂。

企业应用集成阶段　企业应用集成的信息系统平台为不同的接口技术分别提供相应的适配器，由企业应用集成平台实现业务系统之间的集成，从而大幅度减少了接口连接数量，有效增加了灵活性，降低了信息系统维护和升级的复杂性，但集成的灵活性、开放性还存在一定的局限性。

通过面向服务架构实现阶段　该阶段将信息系统中离散的业务功能提取出来，并将其组织成可互动的、基于标准的服务，以提供服务的方式向企业提供了灵活、快捷的系统整合方案，适用于大型企业的信息化建设。采用面向服务架构一般通过软件平台采用网络服务和 Java 消息服务实现异构系统数据共享和业务融合，其主要功能包括服务统一注册、服务路由分发、服务标准管理、业务流程集成及业务流程监控。企业可根据业务需求响应要求、生产控制体系与信息管理体系融合程度、企业级流程的复杂性选取相关功能。

见一体化信息集成平台、业务综合管理信息系统。

xinxi xitong yunxing

信息系统运行　(information system operation)　在充分和合理地利用信息系统运行资源的条件下，向用户提供可靠稳定的信息系统服务的过程。信息系统运行范围包括客户服务、运行监控及机房管理、桌面运行维护、基础设施、硬件平台、业务应用、应用分析、日常管理、安全保障等。信息系统运行的目的是保障信息系统正常发挥作用，需要考虑企业信息系统的运行方式、运行队伍、管理制度、评价机制和技术手段等。

等级划分　按照信息系统维护的重要程度一般可分为运行维护级、重要基础级、关键保障级和特殊保障级。

管理制度　为保障信息系统的稳定运行而制定的管理办法或规章制度。包括机房管理制度、文档管理制度、运行日志制度、信息系统运行规程等。

机房管理制度　保护信息系统物理运行机房环境的制度。包括机房工作人员的责任划分、运行记录、设备安全管理和维护制度等。

文档管理制度　包括对硬件、软件手册、使用说明、开发文档、系统维护和二次开发的技术文档等资料的管理制度。

运行日志制度　信息系统在工作期间自动记录下各种事件的制度。日志既能记录系统软硬件或整体方面的错误信息，也能记录系统安全方面的问题。

信息系统运行规程　为保证信息系统安全、可靠、稳定运行而制定的各项规章制度。

运行维护　为保证系统正常工作，应对系统内外环境和

其他因素的变化而采取的有关活动。原因是国家有关政策和法规改变；组织管理方法、方式改变；信息系统业务处理过程变化；用户需求增加；运行环境变化；原设计中存在问题。主要内容包括日常维护、数据维护、硬件维护、应急维护、适应性维护。过程为：提出修改或维护要求；批准修改要求；分配维护任务；验收维护成果。

运行评价 信息系统建成并运行一段时间后需要对系统性能进行估计、检查、测试、分析和评审，以检查信息系统的目标、功能及各项指标是否达到设计要求；检查信息系统中各种资源的利用程度；根据审查和分析的结果，找出系统的薄弱环节并提出改进的意见。

运行安全及保障措施 信息系统运行安全问题表现为：①自然现象或电源不正常引起的软硬件损坏与数据破坏；②操作失误导致的数据破坏；③病毒侵扰导致的软件与数据的破坏；④人为故意地对系统软硬件及数据进行的破坏；⑤管理制度缺陷导致的安全性问题。保障措施有：①配备齐全的安全设备，包括稳压电源、电源保护装置等；②制定信息系统损害恢复规程，明确在信息系统因自然的或人为的破坏而遭受损害时应采取的各种恢复方案与具体步骤；③敏感数据尽可能以隔离方式存放，并由专人保管；④设置切实可靠的系统访问控制机制，包括系统功能的选用与数据读写的权限、用户身份的确认；⑤制作系统软件和应用软件的备份，并结合系统的日常运行管理与系统维护，做好数据的备份及备份的保管工作；⑥依照相关法规，制定严密的信息系统安全与保密制度，并进行深入的宣传与教育，提高每一位涉及信息系统人员的安全与保密意识。

见业务应用管理信息系统。

参考书目

罗超理，封宏观，杨强．管理信息系统原理与应用．2版．北京：清华大学出版社，2008.

黄梯云．管理信息系统．北京：高等教育出版社，2009.

xinxi zaibei zhongxin

信息灾备中心

(disaster recovery center of information system) 在生产中心信息系统面临自然灾难或者人为事故发生而无法正常运行时，提供应用接管服务，对企业或机构的信息系统进行紧急快速恢复的场所（或机构）的总称。信息灾备中心一般按照企业的最高的可靠性和可用性为标准进行建设，需要具备信息系统数据和应用实时备份功能以保护关键数据，还需具备冗余处理能力和网络传输条件。

特点 信息灾备中心应满足业务连续性的需要。业务连续性（business continuity）是指企业或机构有应对风险、自动调整和快速反应的能力，以保证企业业务的连续运转。为企业重要应用和流程提供业务连续性应该包括高可用性、连续操作和灾难恢复三个方面。

高可用性（high availability） 提供在本地业务流程故障、物理设施故障或者是信息系统软硬件故障情况下能继续访问应用系统的能力。

连续操作（continuous operations） 当所有设备无故障时保持业务连续运行的能力。用户不需要仅仅因为正常的备份或维护而停止应用。

灾难恢复（disaster recovery） 当灾难破坏生产中心时，在不同的地点恢复数据的能力。

功能等级和技术要素 从低到高分为基本支持、备用场地支持、电子传输和部分设备支持、电子传输及完整设备支持、实时数据传输及完整设备支持、数据零丢失和远程集群支持6个等级。组成灾备中心的7个技术要素是数据备份系统、备用基础设施、备用数据处理系统、备用网络系统、技术支持能力和运行维护管理能力。

分类 可以从物理距离角度和对灾难抵抗程度进行分类。

（1）从物理距离角度分类。可分为同城灾备中心和异地灾备中心。同城灾备中心是指在生产中心所在城市（两中心物理距离在100km以内）建设的灾备中心；异地灾备中心是指在生产中心所在的另一城市（两中心物理距离在100km以上）建设的灾备中心。在实际应用中，有部分企业或机构在同城与异地都建设灾备中心，再加上生产中心，最后形成两地三中心的体系架构，其中同城灾备中心用于满足高数据保护需求，异地灾备中心用于满足高抗灾能力需求。

（2）从对灾难抵抗程度分类。可分为数据级灾备和应用级灾备。数据级灾备是指建立一个异地的数据系统，该系统对本地系统关键数据实行实时或定时复制。当出现灾难时，如本地系统的数据损坏，可由异地数据系统接管，或者从异地数据系统把数据导回本地，保证数据不丢失或少量丢失。应用级灾备比数据级灾备层次更高，即在异地建设一套完整的、与本地系统相当的备份应用系统，可以同本地应用系统互为备份，也可与本地应用系统共同工作。灾难发生后，如本地系统完全损坏，远程应用系统可以迅速接管或承担本地应用系统的业务运行，提升业务连续性。

见一体化信息集成平台、信息网络、数据中心、数据库技术。

xinxi ziyuan kaifa liyong

信息资源开发利用

(exploiture and utilization of information resource) 为达到预定的目标，运用现代的管理方法和手段，对与企业相关的信息资源进行采集、组织、检索、挖掘和分享的活动。中国电力企业通过对电力报刊、电力会议、技术标准、国内外专利、电力法规、科技报告、科技成果、电力图书等资料、资源进行共享、分析，实现对企业信息资源的合理开发和有效利用，提升企业的管理和决策水平。

中国电力信息资源开发利用的发展过程 中国从1964年开始组织开展电力信息资源开发利用工作。20世纪80年代末电力工业部电力情报研究所即开展国外信息联机检索等工作，并对各类信息情报进行加工和分析研究。进入21世纪，电力企业纷纷开始对电力信息资源进行开发利用。电力系统各单位均设有规模不等的信息资源开发利用机构，主要业务是跟踪研究国内外电力行业先进技术与管理经验，形成适合中国的电力信息资源管理模式。

电力信息资源开发利用的类型 主要有两大类：首先是与企业生产、运行、管理、技术研发密切相关的信息资源，统称企业内部信息资源；其次是所有来自公开渠道的与电力相关的综合类信息资源，统称企业外部信息资源。企业内部信息资源产生于企业生产运行管理的各个环节，典型的如各类生产运行实时数据、设备数据、营销数据、财务数据、文件档案数据等，通过数字图书馆等信息系统形式为企业内部

服务。企业外部信息资源是所有来自公开渠道、为企业所利用的综合类信息资源，通过网站等形式为企业提供信息服务。

见企业资源计划、信息网络与信息安全。

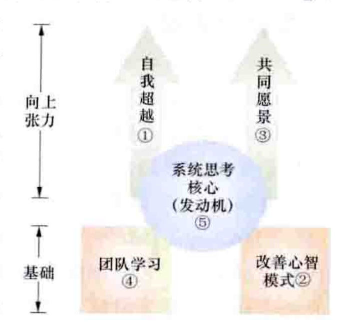
xingneng kaohe shiyan

性能考核试验 (performance test) 电力工程项目在完成设备整套起动调试和试运行后，移交生产运营单位进入商业运行到工程竣工验收前，由投资单位组织第三方试验单位进行的用于检验电力工程建设是否达到设计性能要求的试验和测试工作。性能考核试验内容包括：①进行设备主要性能试验，包括火电工程锅炉热效率和出力试验、机组热耗试验、汽轮机出力试验；②辅助设备性能试验；③环保设备效率测试；④全面考核设备的各项性能和技术经济指标，包括供电能耗率、强迫停运次数、厂用电率、保护装置监测仪表和热工控制自动装置投入率、环保效率指标、汽水品质、真空严密性等。

xuexixing zuzhi

学习型组织 (learning organization) 一种能熟练地创造、获取和传递知识，以此不断修正自身行为的组织。具有愿景统一、高度柔性、扁平化、以人为本、可持续发展等特点。创建学习型组织最重要手段之一是知识管理，即在组织中建构一个人文与技术兼备的知识系统，使组织中的信息与知识，透过获得、创造、分享、整合、记录、存取、更新等过程，达到知识不断创新的最终目的，并回馈到知识系统内。

沿革 学习型组织是由美国学者P. 圣吉 (P. Senge, 1947—) 提出的，他认为企业应建立学习型组织，其含义为面临不利的外在环境，组织应力求精简、扁平化、弹性效应、终生学习、不断自我组织再造，以维持竞争力。学习型组织由五项修炼模型（见图）构成，包括建立共同愿景 (building share division)、团队学习 (team learning)、改善心智模式 (improving mental models)、自我超越 (personal mastery) 和系统思考 (systems thinking)。"五项修炼"提出后，学习型组织在全球范围得到了广泛认可和推广，各大企业均在学习和组建学习型组织，并且取得了极大成功。



五项修炼模型

在电力企业管理中的应用 在中国，在电力企业管理中主要体现在学习型党组织建设、学习型基层电力单位建设、学习型班组建设等方面。电力企业通过创新基层党建管理模式、改进党委中心组学习方式、实施党员轮训计划、开展专项主题活动、狠抓党风廉政建设等措施开展学习型党组织建设。通过构筑终身学习体系、建立开放式学习系统、培育先进的电力企业文化等措施开展学习型基层电力企业建设。通过"管理即培训、培训即管理"的工作方式开展学习型班组建设。

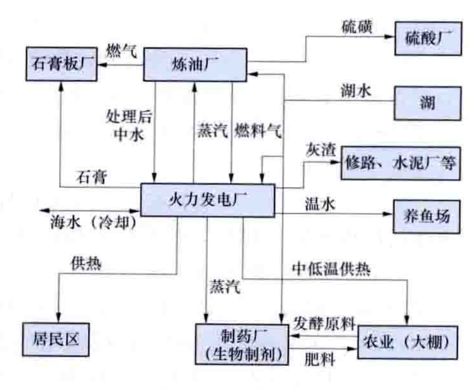
xunhuan jingji

循环经济 (circular economy) 运用生态学规律，将生产、流通、消费等经济活动中所使用的资源，组织成"资源→产品→再生资源"的反馈式流程，减少废物排放的经济生产模式。循环经济以减量化、再利用、资源化为社会经济活动的行为准则，以实现低开采、高利用、低排放，最大限度利用进入系统的物质和能量，提高资源利用率，最大限度地减少污染物排放，提升经济运行质量和效益。

减量化是指在生产、流通和消费等过程中减少资源消耗和废物产生。再利用是指将废物直接作为产品或者经修复、翻新、再制造后继续作为产品使用，或者将废物的全部或者部分作为其他产品的部件使用。资源化是指将废物直接作为原料进行利用或者对废物进行再生利用。

循环经济可体现在区域层面、产业层面和社会层面等。

区域循环经济 按照工业生态学的原理，通过企业间的物质集成、能量集成和信息集成，形成企业间的工业代谢和共生关系，建立工业生态园区。丹麦卡伦堡模式（见图）是区域循环经济发展模式的代表。丹麦卡伦堡工业园区在20世纪60年代末已现雏形，是在商业基础上经过30多年的发展，逐步形成并不断完善的具有工业生态系统的典型区域循环经济发展模式。初期以园区内火力发电厂、炼油厂、制药厂和石膏板厂为核心进行物质、能量、信息的集成，并逐步与卡伦堡居民区、周边其他产业建立紧密联系。



丹麦卡伦堡模式

在政府的协调、促进下，通过贸易的方式利用其他企业产生的废物或副产品作为本企业的生产原料，建立起了工业共生和代谢生态链关系，不仅大大减少了废物产生量、降低了处理费用，而且减少了新原料的投入，形成了经济发展和环境保护的良性循环。

产业循环经济 通过采取建立和链接产业链、进行产业内和产业间循环等措施，实现低开采、高利用、低排放的循环经济发展模式。电力产业在发展循环经济中起基础性、调控性的作用，对提高全社会资源节约水平、降低能源强度、减轻环境污染、促进循环经济的发展具有不可代替的作用。在区域层面，发电厂往往发挥能量中心、效益中心的作用。电力产业循环经济主要措施包括提高煤炭转换为电力的比重，调整电力结构，积极开展电力需求侧管理，因地制宜发展分布式供电系统，因地制宜发展劣质煤、矸石、城市垃圾电厂及生物质发电，加强综合利用等。

中国循环经济立法 中国主要有两部相关法律：2003年1月1日起实施的《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年修正，2012年7月1日起实施)；2009年1月1日起实施的《中华人民共和国循环经济促进法》。



1993 nian Beilungang fadianchang “3 · 10” dianzhan guolu baozha shigu

1993 年北仑港发电厂“3 · 10”电站锅炉爆炸事故 （Beilun Port plant “3 · 10” power station boiler explosion accident in 1993） 1993 年 3 月 10 日 14 时 7 分 24 秒，浙江省宁波市北仑港发电厂（于 1994 年更名为北仑发电厂）1 号机组发生特大锅炉炉膛爆炸事故。该事故造成 23 人死亡，24 人受伤；设备修复时间 132 天，少发电近 14 亿 kW · h；事故直接经济损失 778 万元人民币。事故认定为一起设备严重损坏和人员群亡责任事故。

概况 北仑港发电厂 1 号锅炉是美国 ABB-CE 公司生产的亚临界一次再热强制循环汽包锅炉，额定主蒸汽压力 17.3MPa，主蒸汽温度 540℃，再热蒸汽温度 540℃，主蒸汽流量 2008t/h。

事故经过 自 3 月 6 日起，该锅炉运行情况出现异常，为降低再热器管壁温度，喷燃器角度由水平改为下摆至下限。3 月 9 日后锅炉运行工况逐渐恶化。3 月 10 日事故前 1h 内无较大操作。14 时，机组负荷 400MW，主蒸汽压力 15.22MPa，主蒸汽温度 513℃，再热蒸汽温度 512℃，主蒸汽流量 1154.6t/h，炉膛压力维持在 − 10mmH$_2$O（1mmH$_2$O=9.806 65Pa），主要协调控制系统（CCS）调节项目除风量在手动调节状态外，其余均投自动。事故发生时，集中控制室值班人员听到一声闷响，控制盘上发出声光报警，炉膛压力高高、主燃料切断保护（MFT）、汽轮机跳闸、旁路快开等光字牌亮。炉膛安全系统（FSSS）盘显示主燃料切断保护动作的原因是炉膛压力过高引起。就地发现整个锅炉房迷漫着烟、灰、汽雾，人员无法进入，锅炉部分可编程逻辑控制（PLC）柜通信中断，引起计算机显示屏画面锅炉侧所有辅助设备的状态失去，无法控制操作，运行人员立即就地紧急停运两组送引风机。

事故造成冷灰斗向炉后侧裂，呈开放性破口；侧墙与冷灰斗交界处撕裂水冷壁管 31 根；立柱不同程度扭曲，刚性梁拉裂；水冷壁管有 66 根断开，炉右侧 21m 层以下刚性梁严重变形，0m 层炉后侧被热焦堵至冷灰斗，三台碎渣机及喷射水泵等全部埋没。

事故原因 ①锅炉冷灰斗结构薄弱，经计算确认，事故前冷灰斗中积存的渣量在静载荷下不会造成冷灰斗破坏，但静载荷上施加一定数量的集中载荷或者施加一定数量的压力，可能造成灰斗失稳破坏；②经对水冷壁管断口样品的失效分析证实，是冷灰斗塌落导致包角管受过大拉伸力拉裂；③燃用设计煤种及允许变动范围内煤质时出现的严重结渣和再热汽温低、局部管段管壁超温问题，与锅炉炉膛的结构设计和布置等不完善有直接关系，是造成这次事故的根本原因；④发电厂及有关单位在管理上也存在问题。

yanchen kongzhi

烟尘控制 （dust emission control） 根据法律和技术规范要求，采取除尘措施，除去或降低烟气中烟尘的含量使其达标排放的活动。烟尘是指燃料燃烧后悬浮在烟气中的固体颗粒物，发电厂排放的烟气中主要成分为飞灰。发电厂烟尘控制设备主要包括电除尘器、布袋除尘器、电袋复合除尘器等，其中以电除尘器为主。

电除尘器 利用高压静电原理进行除尘的设备。其工作机理是烟气通过电除尘器阴、阳极形成的电场时，大部分烟尘带负电荷，小部分烟尘带正电荷。在电场力的作用下，带负电荷的烟尘驱向阳极板，带正电荷的烟尘趋向于阴极线。通过振打、清扫等手段，将黏附于阴、阳极的烟尘清灰至灰斗中，从而达到清除烟气中烟尘的目的。

布袋除尘器 利用纤维或其他编织物制作的袋式过滤元件来捕集烟尘的除尘设备。其工作机理是通过滤袋过滤材料对烟尘的惯性碰撞作用和扩散筛分作用将尘粒过滤下来，并通过对滤袋定期进行清灰，将黏附于滤袋的烟尘清除至灰斗，再通过除灰系统排出。

电袋复合除尘器 结合电除尘器和布袋除尘器两种设备为一体的除尘设备。

见火电环境保护、大气污染控制。

yewu liucheng chongzu

业务流程重组 （business process reengineering） 对企业的业务流程进行再思考和再设计的活动，旨在改善企业的成本、质量、服务等关键指标。业务流程重组的目标在于，使得企业最大限度地适应以顾客、竞争和变化为特征的现代企业经营环境。

发展 业务流程重组的思想最早由美国的 M. 哈默（M. Hammer，1948—2008）等学者提出，在 20 世纪 90 年代被广泛关注。它强调以业务流程为改造对象，以关心顾客的需求和满意度为目标，对现有的业务流程进行根本的再思考和彻底的再设计，并利用先进的制造技术、信息技术和现代化的管理手段，最大限度地实现企业的职能集成，以打破传统的职能型组织结构，建立全新的流程型组织为目标，从而实现企业经营在成本、质量、服务等方面的改善。流程重组模式是以业务流程为中心，打破金字塔状的组织结构，使企业能适应信息社会的高效率和快节奏，鼓励企业员工参与流程管理，实现企业内部上下的有效沟通，具有较强的应变能力和较大的灵活性。

方式 一是改良式重组，二是革命性重组。前者是在对现有流程的充分认识和理解的基础上，通过局部改良，使之成为一个新的工作流程，达到期望的效果，这种重组方式风险小，且中长期效果明显，故多被企业采用。后者完全抛弃现有流程，重新构想，注重建立全新流程，以取得突破性的进展。

实施过程 一般包括分析现有流程、识别企业的核心业

务、识别企业的基本职能、形成业务流程重组方案、组织实施与持续改善等。

分析现有流程　对原有流程进行全面的功能和效率分析，根据企业现行的作业程序，绘制作业流程图，从功能障碍、重要性、可行性三个方面分析现行作业流程的问题。

识别企业的核心业务　核心业务直接影响企业的竞争力，对核心业务流程实施重组和优化才能有效提高企业市场竞争力。

识别企业的基本职能　职能识别的目的是确定重组后的组织结构应具备的基本职能，减少不必要的活动，简化复杂、耗时的活动，使企业的管理更加条理化、清晰化。

形成业务流程重组方案　制订与流程改进方案相配套的组织结构、人力资源配置和业务规范等方面的改进规划。

组织实施与持续改善　按照形成的业务流程重组方案组织企业各部门、相关人员有序实施，在一段时间后评估实施效果，明确改进方向。

yewu yingyong guanli xinxi xitong

业务应用管理信息系统　(management information system of business application)　以提升业务处理能力为目的，通过信息技术将业务处理过程流程化、程序化的统一整体。通过业务应用管理信息系统的建设工作，可有效提高电力行业业务的管理效率和自动化水平，适应发展战略与信息化相融合的根本要求，提升全行业管理集约化水平，促进资源的优化配置，降低各方工作成本，加速重要信息的流转，缩短服务时间。

电力业务应用管理信息系统的应用分类　电力行业信息化涵盖人力资源管理、财务管理、项目管理、生产管理、科技管理等众多业务领域。按照应用情况可将电力业务应用管理信息系统划分为核心业务、核心资源、辅助决策三类主要应用，以实现对发电企业、电网企业、科研院所等电力机构的全面支撑（见图）。其中核心业务应用作为用户关键业务处理过程的信息化体现，是信息化建设的关键任务，是业务应用管理信息系统建设的目的；核心资源应用作为业务重要信息的积累，是保证信息化工作正常运转的必要前提，是业务应用管理信息系统建设的基础；辅助决策应用作为用户提升决策水平的根本手段，是信息化应用的表现形式，是业务应用管理信息系统建设持续提升的动力。



业务应用管理信息系统应用分类示意图

电力业务应用管理系统的功能结构　包括财务（资金）管理信息系统、物资管理信息系统、人力资源管理信息系统、生产管理信息系统、电力交易管理信息系统、工程项目管理信息系统、营销管理信息系统、协同办公管理信息系统、科技管理信息系统等。

yici nengyuan

一次能源　(primary energy)　自然界中以原有形式存在的，未经加工转换的能量资源。常见的一次能源有原煤、原油、天然气、水能、风能、太阳能、天然铀矿等。

一次能源根据其成因可划分为三类：第一类是来自太阳热核反应释放的能量，包括直接到达地球的太阳辐射能，由太阳辐射能转化而来的原煤、原油、天然气和生物质能，太阳能热效应在大气、陆地与海洋三者之间的界面产生的风能、波浪能和海流能；第二类是蕴藏在地球内部的能量，如地壳岩石和流体中的地热能，放射性矿物蕴藏的核能；第三类是地球、太阳和月球之间相互作用产生的能量，如潮汐能和潮流能。一次能源根据其能否有规律地得到补充或重复利用有可再生能源（水能、风能、太阳能等）和非可再生能源（原煤、原油、天然气等）之分。

原煤　从煤矿开采出来的煤炭中选除规定粒度的矸石（包括黄铁矿等杂物）以后的煤。原煤是古代植物遗体经成煤作用后转变成的固体可燃矿产，按其炭化程度由低到高可划分为泥煤、褐煤、烟煤、无烟煤等几类。构成煤炭有机质的主要元素是碳、氢、氧、氮、硫和磷等，其中碳、氢、氧三者总和占 95%以上。煤炭燃烧过程中，碳和氢是产生热量的元素；氧是助燃元素；氮不产生热量，在高温下转变成氮氧化合物和氨，以游离状态析出；硫是主要有害成分，绝大部分被氧化成二氧化硫（SO_2），随烟气排放，污染大气，危害动、植物生长及人类健康，腐蚀金属设备。硫分含量是评价煤质的重要指标之一。（见煤炭资源）

原油　从地下开采出来的天然石油，是一种液态的，以碳氢化合物（烃）为主要成分的矿产品。构成原油有机质的主要元素是碳和氢，分别占 84%和 14%；其余为硫、氮、氧和盐类等。原油精炼可将其含有的不同类型和组分的烃分离出来，获得汽油、柴油、煤油、燃料油、润滑油等各种石油产品，用作燃料、溶剂和化工原料。（见石油资源）

天然气　从地下开采出的以甲烷为主的可燃气体。天然气是石蜡族低分子饱和烃气体和少量非烃气体的混合物，主要存在于天然气田、油田和煤层中，用作燃料和化工原料。20 世纪 60 年代以来，陆续在冻土带和海洋深处发现了一种可以燃烧的以甲烷为主的天然气水合物——由天然气与水在高压低温条件下形成的类冰状的结晶物质，被称作“可燃冰”，储量较大，开发利用前景广阔。（见天然气资源）

水能　天然水流蕴藏的势能、压能和动能等能量资源的统称。采用一定的技术措施，可将水能转变为机械能或电能。广义的水能包括河流水能、潮汐水能、波浪能、海流能等能量资源；狭义的水能仅指河流水能，是人类利用较早和较多的一种清洁和可再生能源。现代水能利用主要是发电，即水力发电。（见水能资源）

核能　原子核粒子重新组合和排列时所产生的能量。当一个不稳定的重核分裂成为两个轻核时，释放的能量称为核裂变能（用于核能发电等）。把两个以上轻核聚合为一个重核，其质量小于原来两个核的质量之和，释放出巨大的能

量，称为核聚变能。(见核燃料资源)

太阳能　通常是指太阳内部高温核聚变反应所释放的辐射能。太阳向宇宙空间发射辐射功率为 3.8×10^{23} kW 的辐射能，20 亿分之一到达地球大气高层，其中 30%被大气层反射，23%被大气层吸收，其余的到达地球表面，其功率约为 8.2×10^{13} kW，是地球上光和热的源泉。广义的太阳能包括一切由太阳辐射能直接或间接转换而来的化石能源和可再生能源。人类直接利用太阳辐射能的历史悠久，主要有光热转换和光电转换两种利用方式。光热转换是用太阳能集热装置将太阳辐射能收集起来，通过与物质的相互作用转换成热能加以利用。光电转换是将辐射能转换为电能，主要有两种方式：一种是"光-热-电"转换，先是将太阳能集热装置收集的热能转换为蒸汽，然后由蒸汽驱动汽轮机带动发电机发电；另一种是"光-电"转换，即通过太阳能电池，利用光伏效应，将太阳辐射能直接转换为电能。(见太阳能资源)

风能　地球表面空气流动所形成的动能，是太阳能的一种转化形式。风速越大，其具有的能量越大。人类利用风能的历史可以追溯到公元前，从使用风车提水灌溉、磨面舂米，使用风帆推动船舶前进，到近代使用风力发电机把风能转换为电能。风能作为一种清洁和可再生能源有着巨大的发展潜力。(见风能资源)

生物质能　通过光合作用将太阳能转化为化学能并储存在有机体内部的能量。生物质能是以生物质为载体、通过光合作用存储的能量，可转化为常规的固态、液态和气态燃料，是一种可再生能源。依据来源的不同，可以将适合于能源利用的生物质分为林业资源（如薪柴等）、农业资源（如农作物秸秆等）、生活污水和工业有机废水、城市固体废物（如生活垃圾等）、人畜粪便五大类。生物质能一直是人类赖以生存的重要能源，包括直接和间接用作燃料，通过微生物作用生成沼气等。现代生物质能的利用是通过生物质的厌氧发酵制取甲烷，用热解法生成燃料气、生物油和生物炭，用生物质制造乙醇和甲醇燃料，以及利用生物工程技术培育能源植物，发展能源农场等。(见生物质资源)

地热能　地球内部蕴藏的能量，是一种清洁和可再生能源。地球上火山喷出的熔岩温度高达 1200～1300℃；天然温泉的温度大多在 60℃以上，有的甚至高达 100～140℃。地热能除了用于发电之外，更为大量的是直接用于采暖、制冷、医疗洗浴和各种形式的工农业用热，以及水产养殖等。(见地热资源)

海洋能　蕴藏在海洋中的可再生能源。包括潮汐能、波浪能、海流及潮流能、海洋温差能和海洋盐度差能等。潮汐能是在太阳、月亮对地球的引力作用下，海水周期性地涨落所形成的能量。波浪能是由风把能量传递给海洋，从而使海水波动所产生的势能和动能的总称。海流能是指海洋中海流蕴藏的动能。潮流能是指海洋中潮流蕴藏的动能。海洋温差能是指海洋表层海水和深层海水之间水温差的热能。海洋盐度差能是指海水和淡水之间或两种含盐浓度不同的海水之间的化学电位差能。现代海洋能开发主要是发电，包括潮汐能发电、潮流发电、波力发电、海水温差发电和海水含盐浓度差发电等。(见海洋能资源)

人类开发利用一次能源，已经历了由古代较低水平的以利用柴草为主，转变到近代工业革命后较大规模地以利用化石能源为主的发展进程。其中发达国家在 20 世纪 60 年代利用当时国际廉价的石油和天然气资源，实现了由以煤炭为主向以油气为主的转换。根据国际能源署（IEA）的统计，70 年代以来世界一次能源供应总量（或称一次能源消费总量）大约以年均 2.6%的速度增长，由 1970 年 644 626 万 t 标准煤增加到 2009 年 1 735 719 万 t 标准煤，年均增加量 27 977 万 t 标准煤；2009 年世界一次能源供应总量构成为石油 32.8%，天然气 20.9%，煤炭 27.2%，核能 5.8%，水能 2.3%，可再生燃料及废弃物等 11.0%。表中所列为世界及主要能源消费国家 2009 年的一次能源供应总量及其构成。

世界及主要能源消费国家 2009 年的一次能源供应总量及其构成

国家或地区	一次能源供应总量（万 t 标准煤）	以一次能源供应总量为 100%					
		煤炭（%）	石油（%）	天然气（%）	核能（%）	水能（%）	其他*（%）
世界	1 735 727	27.2	32.8	20.9	5.8	2.3	11.0
中国	322 449	67.2	16.8	3.3	0.8	2.3	9.5
美国	308 994	22.4	37.0	24.7	10.0	1.1	4.8
印度	96 549	42.2	23.6	7.2	0.7	1.4	24.9
俄罗斯	92 419	14.7	21.3	54.1	6.6	2.3	0.8
日本	67 429	21.5	42.5	17.1	15.4	1.4	2.2
德国	45 505	22.5	33.0	24.0	11.0	0.5	9.0
法国	36 603	4.4	31.6	15.0	41.7	1.9	5.4
加拿大	36 304	9.4	34.6	31.0	9.3	12.3	3.5
巴西	34 310	4.6	39.7	7.1	1.4	14.0	33.3
韩国	32 740	28.3	39.5	13.8	16.8	0.1	1.4
英国	28 109	15.2	32.5	39.7	9.2	0.2	3.3
墨西哥	24 949	4.4	56.7	27.8	1.6	1.3	8.2
意大利	23 519	7.7	40.9	38.8	0.0	2.6	10.0
南非	20 578	68.3	17.0	2.6	2.3	0.1	9.8
澳大利亚	18 725	42.0	30.8	21.6	0.0	0.8	4.8
西班牙	18 075	7.5	47.7	24.7	10.9	1.8	7.5

*　其他为风能、太阳能、地热能、可再生燃料和废弃物等可再生能源。各国按 2009 年一次能源供应总量高低排序。

资料来源：国际能源署（IEA）发布的各国 2009 年能源平衡表，电力是按电热当量折算为标准煤。中国国家统计局公布的中国 2009 年一次能源消费总量及其构成为：按电热当量计算，292 028 万 t 标准煤，煤炭 74.0%，石油 18.8%，天然气 4.1%，核能 0.8%，水能 2.6%，其他 0.2%；按发电标准煤耗计算，306 647 万 t 标准煤，煤炭 70.4%，石油 17.9%，天然气 3.9%，核能 0.8%，水能 6.5%，其他 0.5%。

数据显示，南非、中国和印度一次能源供应总量中煤炭比例超过油气比例，反映了与其他国家不同的能源生产和供应结构特点，这是由这些国家能源资源赋存以煤炭为主的条件所决定的。

yitihua xinxi jicheng pingtai

一体化信息集成平台　(integrated information platform)　支撑企业软件系统间协同交互和有序工作的一套功能完备且可整体运行的基础软硬件系统。该平台基于统一的标准规范和技术组件，实现企业信息的存储、传输、

处理、展示、共享。一体化信息集成平台的主旨是将企业的信息网络、数据中心等处理信息相关的软硬件集成起来进行管理控制，便于提升企业信息管理的统一性和协同性，具有畅通信息渠道、实现数据共享、促进业务集成、统一展现内容的作用和价值。

构成 包括信息网络、数据中心、集成服务、信息展现4部分，其功能框架如图所示。



一体化信息集成平台功能框架

信息网络 按照某种规约或协议，利用传输介质和网络设备将地理位置不同的节点，按一定物理或逻辑拓扑结构连接在一起的多条链路和节点的集合，用于计算机系统或其他通信设备间进行信息传输和消息交互。

数据中心 由高速因特网接入带宽、高性能局域网络、安全可靠的机房环境、机柜、服务器、存储设备、管理系统等组成，提供结构化数据、非结构化数据、电网空间数据、实时数据的存储访问服务，以及应用级灾难备份和集中部署服务的软硬件设备集合，实现数据的统一存储、管理、集成和共享。

集成服务 由企业服务总线（enterprise service bus，ESB）、数据交换服务（data exchange service，DES）、业务流程管理（business process management，BPM）、业务活动监控（business activity monitoring，BAM）等组成，用于支撑企业软件系统间交互和有序工作的基础软件集合。该系列软件采用面向服务架构（service-oriented architecture，SOA）、事件驱动架构（event-driven architecture，EDA）等先进技术，实现企业内部数据共享、信息交互和业务流程整合，提升信息化系统间的协作能力，进而全面提高企业生产运营效率。

信息展现 由企业门户、身份目录及授权、可视化体系框架等组成，实现企业软件系统的统一身份认证和内容整合展现，为用户提供安全、统一、便捷、协同的工作界面，进而提升对企业经营管理和生产运行全过程的信息展示和交互能力。

见信息灾备中心、地理信息平台、业务应用管理信息系统。

yi kekaoxing wei zhongxin de weixiu

以可靠性为中心的维修

(reliability centered maintenance，RCM) 按可靠性工程原理组织维修的一种科学管理策略。即按最少维修资源消耗保持产品固有的可靠性和安全性，进行预防性维修的原理逻辑或系统性方法。其基本思路是对系统进行功能与故障分析，明确系统内各故障的后果；用规范化的逻辑决断方法，确定出各故障后果的预防性对策；通过现场故障数据统计、专家评估、定量化建模等手段在保证安全性和完好性的前提下，以维修成本最小为目标优化系统维修策略。以可靠性为中心的维修的出发点不是单纯提高可靠性和可用率，而是考虑经济性与可靠性的最佳结合，以最经济的方式提高设备的可靠性。

实施过程 包括确定需要实施以可靠性为中心的维修的设备，确定目标设备的功能及功能失效模式，确定功能失效模式对应的故障类型，确定故障状态对应的维修方式及维修周期4个步骤。

分析内容 包括设备功能、故障模式、故障原因、故障影响、故障后果5个方面的内容。通过对故障后果进行分类评估，根据故障后果的严重程度，对每一故障模式做出采取预防性措施，或不采取预防性措施待其发生故障后再进行修复的决策。如果采取预防性措施，还应明确应选择哪种方式。以可靠性为中心的维修全面考虑了视情维修、计划修复、计划报废、故障检查和一次性改变5种资产维修方式。

沿革 以可靠性为中心的维修最早起源于美国航空界，1965年首次出现初始的“逻辑决断图”方法，1968年首次提出定时、视情况和状态监控三种维修方法，美国国防部于1975年将此方法命名为以可靠性为中心的维修并将其应用到主要的军队系统。1978年美国联合航空公司的《以可靠性为中心的维修》一书系统提出以可靠性为中心的维修理论。20世纪80年代，美国电力科学研究院（Electric Power Research Institute，EPRI）将以可靠性为中心的维修引入核电厂的维修，后来又应用于火电厂。进入90年代后，以可靠性为中心的维修开始应用于生产设备的维修管理，广泛用于核设施、铁路、石油化工、设备制造、电力等行业。中国电力行业于20世纪90年代初开始试行以可靠性为中心的维修，逐步应用于发电、输电和配电系统的各个方面。

参考书目

电力可靠性管理中心．电力可靠性技术与管理培训教材．北京：中国电力出版社，2007.

Yidali dianli gongye

意大利电力工业

(electric power industry in Italy)

意大利共和国，简称意大利，位于欧洲南部，包括亚平宁半岛及西西里岛、撒丁岛等岛屿，国土面积30.13万km^2。北面与法国、瑞士、奥地利、斯洛文尼亚接壤，东、西、南三面临亚德里亚海、爱奥尼亚海和第勒尼安海。2011年人口约6070万人。意大利能源资源较少，有少量的天然气、石油和地热资源。据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年，意大利探明煤炭储量1000万t、石油6200万t、天然气700亿m^3、技术可开发的水能资源约650亿kW·h/a。意大利本国石油和天然气产量只能满足4.5%和22%的国内需求，3/4的能源依赖国外进口。

发电量及其构成 2011年意大利发电量3026亿kW·h，其中：水电为478亿kW·h，占15.80%；火电为2277亿kW·h，占75.25%；太阳能等其他发电为271亿kW·h，占8.96%。意大利火电以气电为主，其次是煤电和油电。出于环保考虑，油电、煤电比重总体逐渐下降，气电比重呈上升态势，太阳能光伏发电快速增长。表1为意大利发电量及其构成。

表 1　意大利发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）		
		水电	火电	其他
1990	2166	16.20	82.35	1.45
2000	3036	18.40	79.42	2.18
2005	3140	14.13	82.98	2.90
2008	3138	14.79	81.60	3.60
2009	3191	18.25	77.24	4.51
2010	2925	18.01	76.30	5.69
2011	3026	15.80	75.25	8.96

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　2011 年底，意大利发电装机容量 11 845 万 kW，其中：水电为 2174 万 kW，占 18.35%；火电为 7599 万 kW，占 64.15%；太阳能等其他发电为 2073 万 kW，占 17.50%。意大利曾经建设了 4 座核电厂，总装机 148 万 kW，于 1988 年全部停止发电。表 2 为意大利装机容量及其构成。

表 2　意大利装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）		
		水电	火电	其他
1990	5656	33.19	65.93	0.88
1995	6592	30.10	68.99	0.91
2000	7551	26.95	71.55	1.50
2005	8550	24.55	72.43	3.02
2008	9863	21.58	73.41	5.01
2009	10 144	21.08	72.00	6.92
2010	10 649	20.21	70.11	9.68
2011	11 845	18.35	64.15	17.50

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

水电　20 世纪 60 年代以前，水电发电量在意大利全国总发电量中一直占主导地位。早年建设的多为小容量径流式水电站，多数已停止运行。20 世纪 60 年代后期，火电比重超过水电。在水电建设方面，一方面建设大型常规水电站和抽水蓄能电站，另一方面对一些小水电站进行自动化改造，实现无人值班，1 万 kW 及以下小水电站只占总容量的 14%。2011 年意大利水电装机容量为 2174 万 kW，78%的水电站都分布在意大利北部阿尔卑斯山地一带。表 3 为意大利主要水电站。

表 3　意大利主要水电站

序号	水电站名　称	所属公司	容量（万 kW）	投运时间	电厂类型
1	恩特拉奎	意大利国家电力公司	151	1980～1982	抽水蓄能
2	埃多洛	意大利国家电力公司	128	1983～1985	抽水蓄能
3	普雷森扎诺	意大利国家电力公司	120	1990～1993	抽水蓄能
4	龙科瓦尔格兰德	意大利国家电力公司	112	1971～1974	抽水蓄能
5	圣菲奥拉诺	意大利国家电力公司	62	1973～1974	抽水蓄能
6	圣贾科莫	意大利国家电力公司	58.5		
7	阿纳波	意大利国家电力公司	50.4	1989～1990	抽水蓄能
8	加里托	恩德萨电力公司	38.73		
9	圣塔玛森扎	意大利国家电力公司	37.7	1957	一般水电
10	巴　里	意大利国家电力公司	37	1975～1976	抽水蓄能

火电　意大利的能源资源贫乏，有少量的天然气、石油和地热资源，煤炭以褐煤为主。意大利一直是欧洲较大的石油进口国，石油危机爆发后，为减少对石油的依赖，增加了天然气和煤炭的消费量。

2011 年意大利火电装机容量为 7599 万 kW，占总装机容量的 64.15%。1973 年后，因油价上涨，燃油机组比重从 1980 年的 16.4%逐渐减少到 2009 年的 9.9%。1990 年以后，燃气机组比重迅速增加，从 1990 年的 1.3%增加到 2009 年的 30.3%。还有部分油、煤、气混燃机组。现有的 100 万 kW 以上大型火电厂共 16 座，规模最大的 4 座是蒙塔尔托（406 万 kW）、托莱港（300 万 kW）、布林迪西（300 万 kW）和托雷·瓦尔达利加（北）（300 万 kW）。表 4 为意大利主要火电厂。

表 4　意大利主要火电厂

序号	火电厂名称	装机容量（万 kW）	所　有　者	开始运行年份
1	蒙塔尔托	406	意大利国家电力公司	1992
2	托莱港	300	意大利国家电力公司	1981
3	托雷·瓦尔达利加（北）	300	意大利国家电力公司	1984
4	布林迪西	300	意大利国家电力公司	1992
5	塔瓦扎纳	204	恩德萨电力公司	1952
6	图尔比戈	204	意大利爱迪生电力公司	1967
7	罗萨纳	204	意大利国家电力公司	1976
8	拉斯佩齐亚	166.5	意大利国家电力公司	1962
9	圣菲利普德尔梅拉	150	意大利爱迪生电力公司	1971
10	基瓦索	148.7	意大利爱迪生电力公司	1953

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

核电　1945 年第二次世界大战结束后意大利即开始研究开发核电，1964 年 1 月第一台 21 万 kW 气冷堆（GCR）在拉提纳核电厂投入运行，同年 6 月一台 15 万 kW 沸水堆（BWR）机组在加里利亚诺核电厂运行。1965 年 1 月一台 26 万 kW 的压水堆（PWR）机组在特利诺韦切累斯核电厂运行。此后核电发展缓慢。至 1981 年建成考尔索核电厂，一台 86 万 kW 的沸水堆投入运行。1986 年苏联切尔诺贝利核电厂发生事故后，意大利反核运动高涨，政府决定停运所

有核电厂，不再发展核电，取消规划中的特利诺韦切累斯第二核电厂（两台 100 万 kW 压水堆机组），并将正在施工的蒙塔托·迪·卡斯特罗核电厂（两台 101 万 kW 沸水堆机组）改建为火电厂。1990 年 6 月关闭考尔索核电厂和特利诺韦切累斯核电厂。1986 年核电发电量为 87.58 亿 kW·h，次年锐减为 17.4 亿 kW·h。自 1988 年起，不再利用核电。2009 年意大利政府通过重启核电发展的法案，先后与法国、美国签订了合作修建核电厂的协议，计划于 2013 年开始新建 4 座核电厂。日本福岛核电事故发生后，同属地震多发区的意大利对重启核电的反对声再起，意大利政府宣布暂停重启核电的计划。表 5 为意大利核电厂开始运行和关闭时间。

表 5　意大利核电厂开始运行和关闭时间

序号	核电厂名称	净功率（万 kW）	堆型	开始运行年份	关闭时间
1	拉提纳	21	气冷堆	1964 年 1 月	1981 年 12 月
2	加里利亚诺	15	沸水堆	1964 年 6 月	1982 年 3 月
3	特利诺韦切累斯	26	压水堆	1965 年 1 月	1990 年 6 月
4	考尔索	86	沸水堆	1981 年 12 月	1990 年 6 月

资料来源：世界核能协会。

地热发电　意大利是世界上最早利用地热发电的国家。1913 年拉德瑞罗地热电站 250kW 机组投入运行，开创了世界地热发电的历史。1916 年建成了塞拉扎罗地热电站。至 2010 年，地热电站装机容量 84.3 万 kW，约占全国总装机容量的 0.78%；发电量 53.9 亿 kW·h，约占全国总发电量的 1.9%；在运的最大的地热电站是世纪谷电站，有 2 台机组，装机容量共 12 万 kW。

电网　20 世纪 50 年代，意大利的输电电压等级多为 150kV，60 年代以后以 220kV 为主，并开始采用 380kV。意大利现已形成了全国统一电网，以 220、380kV 线路为骨干网架。意大利电网连接本土、西西里岛、撒丁岛及法属科西嘉岛，并与周边多国互联。意大利本土与西西里岛之间以 380kV 架空线通过墨西拿海峡相连。本土与撒丁岛之间以 2 条 200kV 直流海底电缆相连，其输送能力为 30 万 kW，其中一条直接与本土拉蒂纳相连，另一条通过法属科西嘉岛连接本土皮翁比诺。直流电缆建设初期为两端输电，1987 年在科研取得新成就的基础上建成三端换流站，因而可同时向法属科西嘉岛输电，在世界上第一次实现了直流三端送电。（见法国电力工业）

意大利北部电源点较多，电力富裕，而南部电力不足，需要将西北部都灵地区和东北部威尼斯地区的大量电力输送到南部的罗马地区和那不勒斯地区。

意大利与其邻国都建有多条联络线：意大利—法国，有 380kV 线路 3 条，220、150kV 线路各 1 条；意大利—瑞士，有 380kV 线路 5 条、220kV 线路 6 条、150kV 线路 1 条；意大利—奥地利，有 220kV 线路 1 条；意大利—斯洛文尼亚，有 380、220kV 线路各 1 条。意大利与周边国家电力交换频繁，主要从法国进口电力。2011 年意大利输出电力 17.2 亿 kW·h，输入电力 473 亿 kW·h。表 6 为意大利输电线路情况。

表 6　意大利输电线路情况（km）

年份	120～150kV	直流 200kV	220kV	380kV（其中包括 400kV 线路长度）	合计
1990	39 489	513	13 700	8232	61 934
1995	42 323	857	12 971	9447	65 598
2000	44 046	857	11 980	9782	66 665
2005	45 214	860	11 387	10 528（316）	67 989
2008	45 532	431	11 352	10 634（466）	67 949
2009	45 589	431	11 350	10 694（466）	68 064
2010	45 758	431	11 284	10 713*（466）	68 186

* 含 500kV 线路长度 494km。

注：括号内数据为直流 400kV 线路长度。

资料来源：《意大利电网公司统计年报 2012》；日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

技术经济指标　意大利发电设备平均利用小时较低，1990 年以来均低于 3900h，其中，火电设备利用小时相对较高，为 3000～5000h。意大利百万千瓦级以上火电厂较多，燃气装机接近 1/3，因而厂用电率和供电煤耗较低。线损率总体呈下降趋势，2010 年为 6.32%。表 7 为意大利电力工业主要技术经济指标。

表 7　意大利电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	3836	3670	3331	3552	3236	2885	2837
其中：水电	1869	2112	2596	2045	2220	2501	2528
火电	4790	4313	3553	4071	3594	3089	3084
其他	6496	6998	6392	3290	2285	1870	1642
厂用电率（%）	5.35	5.09	4.81	4.31	3.79	3.93	3.74
线损率（%）	6.9	6.74	6.43	6.23	6.01	6.37	6.32
供电标准煤耗 [g/(kW·h)]	326	318	315	288	276	277	275

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成　2010 年意大利总用电量为 3099 亿 kW·h，其中工业用电占 44.7%，居民生活用电占 22.4%，商业用电量占 27.6%，农业用电量占 1.8%。近 10 年来，意大利工业用电比重有所减少，商业、服务业用电比重有所增加，居民生活用电比重维持在 22%左右。表 8 为意大利用电量及其构成。

表 8　意大利用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业
1990	2188	52.6	24.1	18.3	3.1	1.9
1995	2673	52.3	22.7	20.2	3.1	1.8
2000	2793	53.0	21.9	20.3	3.0	1.8
2005	3098	49.6	21.6	23.8	3.2	1.7
2006	3176	49.2	21.3	24.6	3.2	1.7
2007	3190	48.8	21.1	25.0	3.3	1.8
2008	3093	47.4	21.4	25.9	3.4	1.8

续表

年份	用电量（亿 kW·h）	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业
2009	2999	43.5	23.0	28.1	3.5	1.9
2010	3099	44.7	22.4	27.6	3.4	1.8

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构　根据 1995 年 11 月意大利第 481 号法案规定，意大利于 1996 年 12 月 4 日成立了煤气电力监管局，从 1997 年 4 月 23 日开始对电力和煤气行业进行监管。煤气电力监管局是独立的国家机构，享有高度的自治权，依据法律条例行使职权。它负责制定价格；制定发电和配电服务导则、服务质量标准、对用户的补偿机制；制定电网或网络互联规范。

意大利电力工业早期主要由私营企业经营，1962 年以后，根据《公共电业国有法》，政府接管了全国的私营电力公司，组建了国有的意大利国家电力公司（ENEL），对发、输、配电采取垂直管理。

意大利的电力改革主要在欧盟的统一要求下开展，始于 1999 年。此前实行的是发输配一体化的电力生产格局，其最大的电力公司意大利国家电力公司拥有全国 85％的发电装机容量和全部的输变电、配电网。1999 年电力市场化改革首先在大用户直供电引入竞争，允许用户选择供电商，起初对合格用户限定的门槛值规定为年消费量 30GW·h。到 2003 年 4 月，年消费量 10MW·h 以上的用户都可选择供电商。

1999 年出台的法律规定，任何一家发电公司均不得拥有超过 50％的发电市场份额。意大利国家电力公司将其 32％的发电资产私有化。输电网和配电网所有权仍保留在意大利国家电力公司，但输电网经营管理权和调度权委托给电网运行机构——意大利国家电力调度中心（GRTN）。

1999 年 5 月 31 日，意大利国家电力公司将国家电网的所有权和管理权分离，建立了意大利电网公司——特尔纳公司（Terna），作为意大利国家电力公司的附属子公司。特尔纳公司的运营业务包括管理和维护意大利国家电力公司的输配电设备，根据国家电力调度中心指示设计和发展电网。

2000 年 4 月，意大利国家电力调度中心正式开始运行，财政部拥有其全部股份。国家电力调度中心受工业部和其他政府部门领导，与电网的拥有者是合同关系。国家电力调度中心的主要职责是管理输电和调度；根据安全、可靠性及经济标准明确电网的检修和发展计划，与电网拥有者签订合同。

2005 年 3 月 31 日，意大利国家电力公司将其拥有的特尔纳公司 13.86％的股份转让给了其他投资者。同年 9 月 15 日，意大利国家电力公司将其拥有的特尔纳公司 29.99％的股份转让给了意大利国有银行。同年 11 月 1 日，意大利国家电力调度中心职能划归特尔纳公司，意大利电网的所有权和管理权统一为特尔纳公司所有。至此，特尔纳公司管理意大利全国 98％的电网，超过 6 万 km 的电力线路。

Yindu dianli gongye

印度电力工业　(electric power industry in India)

印度共和国，简称印度，是南亚次大陆最大的国家，东北部同中国、尼泊尔、不丹接壤，东部与缅甸、孟加拉国为邻，东南部与斯里兰卡隔海相望，西北部与巴基斯坦交界。国土面积 298 万 km^2，列世界第七位。2011 年 3 月人口为 12.1 亿人，居世界第二位。印度能源资源蕴藏丰富，根据英国石油公司统计数据，截至 2011 年底，探明可开采储量，煤炭为 606 亿 t，石油为 8 亿 t，天然气为 12 000 亿 m^3。根据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，印度经济可开发水能资源量为 4420 亿 kW·h/a。（见世界电力工业）

发电量及其构成　印度发电量以火电为主。2011 年，印度发电量 9854 亿 kW·h，其中水电 1310 亿 kW·h，占 13.29％；火电 7986 亿 kW·h，占 81.04％；核电 289 亿 kW·h，占 2.93％；风电等其他发电 269 亿 kW·h，占 2.73％。表 1 为印度发电量及其构成。

表 1　印度发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	2755	25.74	72.20	2.03	0.04
1995	3961	18.15	80.08	1.64	0.13
2000	5297	13.91	83.08	2.66	0.34
2005	6614	15.23	81.39	2.37	1.01
2008	7968	13.69	82.93	1.66	1.72
2009	8553	12.07	84.22	1.64	2.08
2010	9041	12.53	83.33	2.16	1.98
2011	9854	13.29	81.04	2.93	2.73

资料来源：美国能源信息管理署国际能源统计数据库。

装机容量及其构成　2011 年底印度发电装机容量为 23 790 万 kW，其中：水电 4239 万 kW，占 17.82％；火电 17 458 万 kW，占 73.38％；核电 439 万 kW，占 1.85％；风电等其他发电 1654 万 kW，占 6.95％。表 2 为印度装机容量及其构成。

表 2　印度装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	7445	25.20	73.00	1.77	0.03
1995	9493	22.11	75.73	1.84	0.32
2000	11 181	22.48	73.79	2.24	1.48
2005	14 718	23.20	71.16	2.03	3.61
2008	17 678	22.24	69.97	2.14	5.66
2009	18 916	20.93	71.14	2.11	5.82
2010	20 772	19.55	72.14	2.02	6.29
2011	23 790	17.82	73.38	1.85	6.95

资料来源：美国能源信息管理署国际能源统计数据库。

火电　印度火电规模远大于水电，每年约一半以上的煤炭产量用于发电。2011 年，发电量达 7986 亿 kW·h，火电装机容量达到 17 458 万 kW。

印度的主要火电厂包括温迪亚杰尔（Vindhyachal）、塔克尔（Talcher）、科尔巴（Korba）、拉马贡丹（Ramagundam）、卡哈尔冈（Kahalgaon）等，见表 3。

表 3 印度主要火电厂（万 kW）

序号	电厂名称	电厂规模	序号	电厂名称	电厂规模
1	温迪亚杰尔（Vindhyachal）	326	10	斯帕特二期（Sipat Ⅱ）	198
2	塔克尔（Talcher）	300	11	斯帕特（Sipat）	166
3	科尔巴（Korba）	260	12	斯哈德（Simhadri）	150
4	拉马贡丹（Ramagundam）	260	13	阿格拉（Unchahar）	105
5	卡哈尔冈（Kahalgaon）	234	14	谋达（Mouda）	100
6	达德里（Dadri）	231	15	邦盖冈（Bongaigaon）	75
7	法拉卡（Farakka）	210	16	巴达瑞（Badarpur）	70.5
8	辛格鲁利（Singrauli）	200	17	塔克尔火电（Talcher thermal power）	46
9	汉德（Rihand）	200	18	腾达（Tanda）	44

资料来源：印度国家火电公司年报。

水电　印度 20 世纪 60 年代曾大力发展水电，建成了巴克拉等大型水电站。受水电建设周期过长和资金短缺的影响，水电建设的步伐逐渐放慢。为加强各邦的水电建设，印度政府分别在 20 世纪 70 年代和 80 年代组建了一批公司，专门负责大型水电工程的建设，但这些公司仍然遇到了资金短缺的困难。20 世纪 90 年代以来，印度政府采取了一系列措施加快水电的发展，包括提供优惠政策，吸引私人投资，简化水电工程的审批手续及对水电站进行更新改造和增容等。2010 年底印度水电装机容量达 4361 万 kW，年发电量达 1246.8 亿 kW·h。

印度水电项目主要由印度国家火电公司和国家水电公司负责开发。2000 年，印度国家火电公司获得批准开始规划建设科尔达姆（Koldam）水电站，装机容量为 80 万 kW；2002 年，印度成立国家火电公司水电分公司，开始规划建设洛哈瑞帕拉（Loharinag Pala）水电站，装机容量为 60 万 kW；正在建设中的水电项目还包括塔波万维什努加德（Tapovan Vishnugad）水电站，装机容量为 52 万 kW。印度国家水电公司（National Hydro Power Corporation，NHPC）自 1975 年以来开发了 11 个水电项目，装机容量达到 414.5 万 kW，并将在未来 20 年增加 2500 万 kW 水电装机容量。

核电　自 1969 年第一座核电厂——塔拉普尔核电厂投入运行以来，印度已建成了 19 座核电厂，装机容量达 456 万 kW，4 座在建核电厂的装机容量共计为 272 万 kW。表 4 为印度主要核电厂。

表 4 印度主要核电厂

序号	电厂名称	电厂规模（万 kW）	反应堆数量（台×万 kW）	堆型	开始运行年份
1	纳罗拉	44	2×22	加重压水堆	1991
2	卡尔帕卡姆	44	2×22	加重压水堆	1984
3	卡克拉帕	44	2×22	加重压水堆	1993
4	塔拉普尔	32	2×16	沸水堆	1969
5	拉贾斯坦	30	1×10+1×20	加重压水堆	1973

电网　印度电网分为东部、北部、西部、南部和东北部 5 个大区电网，东部、北部、东北部和西部电网通过高压交流线路实现同步联网，南部电网通过直流线路或直流背靠背与其他大区电网异步互联。印度国家电网有限公司管理印度大部分输电线路和变电设备，输送电量占全国发电总量的 45%。印度国家电网有限公司输变电设备见表 5。

表 5 印度国家电网有限公司输变电设备情况

年份	输电线路长度（km）						变电容量（MV·A）
	765kV	±500kV	400kV	220kV	132kV	输电线路合计	
2005	563	4368	32 281	7356	2189	46 757	49 442
2008	1297	4368	43 776	7743	2241	59 425	59 417
2009	1667	4448	49 464	8124	2241	65 944	73 000
2010	2942	4448	56 407	8279	2355	74 431	82 965

资料来源：印度国家电网有限公司历年年报。

技术经济指标　1990 年以来，印度发电设备利用小时为 3875～4816h。印度火电比重较大，煤电发电比重接近 70%，厂用电率较高，但近年来呈下降趋势。由于国土面积大，需远距离输电，并且输变电设备较为陈旧，导致印度线路损失率很高。表 6 为印度电力工业主要技术经济指标。

表 6 印度电力工业主要技术经济指标

年份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	3875	4384	4762	4785	4816	4787	4622
其中：水电	3820	3459	2955	3141	3095	2895	3043
火电	3894	4680	5293	5258	5329	5286	4959
核电	3924	3587	5910	5159	3571	4087	5495
其他	1067	2108	1254				
厂用电率（%）		7.55	7.08	6.87	6.63	6.41	6.41
线路损失率（%）	21.00	19.97	29.68	24.95	27.23	24.18	19.92

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成　印度的工业用电一直占主导地位，占总用电量的 50%左右；居民生活用电呈增长趋势，由 2000 年的 17.6%增为 2010 年的 19.8%。表 7 为印度用电量及其构成。

表 7 印度用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构成（%）					
		工业	交通运输业	农业和渔业	商业、服务业	居民生活	其他部门
2000	3993	48.3	2.1	23.0	9.0	17.6	0.0
2005	5259	49.1	2.0	18.2	6.6	19.7	4.5
2006	5580	50.3	1.9	17.4	6.9	19.3	4.2
2007	6301	50.3	1.8	16.5	7.4	19.2	4.8
2008	6719	51.9	1.7	16.1	7.2	18.5	4.6
2009	7125	49.7	1.7	16.7	8.2	19.8	3.9
2010	7546	49.6	1.7	16.7	8.3	19.8	3.9

资料来源：国际能源署历年《非经济合作组织能源统计》。

管理体制和机构 印度电力工业的主管部门是印度电力部，分中央、地区、邦3级管理。中央电力管理局（CEA）负责全国电力规划、资源开发利用、电力项目调整、河流的优化开发、输电系统布局及与国有电网的联网等。21个邦设有邦电力局（SEB），负责各邦内的发、输、变、配电工程建设及运行。全国还设有5个地区电力局（北部、东部、东北部、西部和南部电力局），负责协调和管理有关邦之间电力发展和运营事务。1975年，成立了中央、邦政府共同指导的国家火电公司（NTPC）和国家水电公司（NHPC），负责大型和复杂的电力工程项目或跨邦输变电工程的规划、设计、施工和运行等。1989年成立印度国家电网有限公司，负责输电网的建设和维护等工作。

Yingda Chuanmei Touzi Jituan Youxian Gongsi

英大传媒投资集团有限公司 （Yingda Media Investment Group Co., Ltd.） 简称英大传媒集团，是国家电网公司的全资子公司，成立于2008年8月7日，注册资本3.5亿元，总资产12亿元，年产值超过5亿元。图为英大传媒投资集团有限公司办公大楼。



英大传媒投资集团有限公司办公大楼

英大传媒集团以新闻宣传、图书出版、战略投资为核心业务，具有优良的新闻宣传、图书出版资质和良好的品牌策划、渠道营销、广告经营能力。旗下拥有《国家电网报》《亮报》《国家电网》杂志、《能源评论》杂志、《英大金融》杂志、《供用电》杂志、《脊梁》杂志、国家电网电视频道（SGTV）、英大网、电网新闻网、书香网、《国家电网报》手机报等媒体；年出版发行电力、电子、经管、建筑、机械、外语、少儿等领域各类图书（含教材）、音像电子产品3000多种；同时开展品牌策划、会议展览、广告营销、装帧设计、投资与资产管理及相关咨询业务。英大传媒集团是中国首家企业传媒集团，是新闻出版广电总局新闻出版领域体制改革重点联系单位。

英大传媒集团下设《国家电网报》社有限公司、中国电力出版社有限公司、英大传媒投资集团南京有限公司、英大传媒投资集团武汉有限公司、英大传媒（上海）有限公司、国网卓越传媒广告（北京）有限公司等6个全资子公司，参股人民网有限公司等社会化传媒企业。英大传媒集团共设有8个职能部门，17个业务中心，在国家电网公司所属网省公司及相关单位建立了38个记者站，在全国设立40多个图书营销站店。

Yingguo biaozhun xuehui

英国标准学会 （The British Standards Insitition, BSI） 英国发布国家标准的唯一组织，是英国政府委托、民间独立的非营利组织，统一领导主持国家标准的编制和监督。

英国标准学会创建于1901年，是世界上第一个国家标准化机构。其宗旨是协调生产者与用户之间的关系，解决供求矛盾，改进生产技术和原材料，实现标准化，避免时间和材料的浪费；制定和修订英国标准，并促进其贯彻执行；以学会名义对各种标志进行登记，并颁发许可证。

执行委员会是英国标准学会的最高权力机构，负责制定英国标准化学会的政策。执行委员会由政府部门、私营企业、国有企业、专业学会和劳工组织的代表组成。英国标准学会发布的标准广泛应用于各个专业领域，可以作为仲裁或技术条件的根据。在政府部门制定的技术法规和法令中，大量引用了英国国家标准。1982年11月24日，英国政府与英国标准学会签订了《联合王国政府和英国标准学会标准备忘录》。其中规定，政府各部门今后将不再制定标准，一律采用英国标准学会制定的国家标准；政府参加英国标准学会各种技术委员会的代表将以政府发言人身份出席会议。在政府采购和技术立法活动中直接引用英国国家标准。

英国标准学会是国际标准化组织（ISO）、国际电工委员会（IEC）、欧洲标准化委员会（CEN）、欧洲电工标准化委员会（CENELEC）、欧洲电信标准学会（ETSI）的创始成员之一，并在其中发挥着重要作用。

Yingguo dianjia zhidu he zhengce

英国电价制度和政策 （electricity price system and policy in UK） 英国在20世纪80年代后期开始实行电力体制改革（见英国电力交易市场），其电价体系也进行了相应的修改和完善。

电力库（Pool）模式的电价机制 在英国电力市场中，发电侧各独立发电公司竞价上网，其组织者是英国国家电网公司的电力库（power pool，简称Pool）。因此，该模式也称作电力库模式，是一种实时电价机制。为了避免电力市场波动造成的损失，电力市场中约90%的交易量以合同为主，实时电价机制则作为合约价格机制的补充存在。此外，还允许供需双方签订长期的金融差价合同（CFD），以规避电力市场价格波动带来的风险。

电力库的购买电价 由电力联合运营中心向发电厂购买电能时付给发电单位的电价。在电力库模式中，每0.5h为一个交易时段，称为结算时段，每天48个时段对应48个结算价。市场运行流程为：发电厂每天上午10时前将每个发电机组第二天的报价、发电量及有效性数据上报给电力库；电力库根据上述数据对系统进行负荷预测；对发电厂所报容量进行排序，根据购电成本最小原则安排“无约束发电计划”，以满足负荷和备用需要；计算电力库的购电价格（Pool Purchase Price，PPP）；计算电力库的销售电价（Pool Sale Price，PSP）；计算终端销售电价。电力库向电厂购电价格PPP计算公式为

$$\text{购电价格} = \text{系统电量电价} + \text{失负荷概率} \times (\text{停电损失} - \text{系统电量电价})$$

其中系统电量电价是次日每30min发电计划中最后加载机组

的最高报价（边际电价），由经济调度软件计算得出；失负荷概率（loss of load probability，LOLP）由电网公司计算；停电损失（value of lost load，VOLL）每年由政府确定一次。失负荷概率×（停电损失－系统电量电价）为容量电价。由于英国发电容量已趋于饱和，导致失负荷概率很小，因此容量电价很少发挥作用。

电力库的销售价格　用户从电力联合运营中心购买的电价。计算公式为

销售电价＝购电价格＋附加费

式中附加费包括为电网安全运行所必需的其他费用。

（1）输配电价格。电力库模式下的输配电价格由政府采用 *RPI-X* 方式进行上限管制。其中，*RPI* 为零售价格指数，*X* 为效率因数，根据不同时期的通货膨胀率和生产率变化进行调整。

（2）售电价格。电力库模式下，英国规定一定容量（标准逐步降低）以上的用户有权和发电单位直接签订合同，该容量以下的用户需从所在地区电力公司按公布的电价表得到电能。对于大用户的价格管理，主要在于控制地区电力公司过网费的收取，至于合同规定价格，政府部门不予干预；对电力小用户的零售电价进行最高限价管制。

新电力交易制度（NETA）模式下的电价机制　新电力交易制度模式下的电力交易是一个由双边合同形式主导的市场，合约双方包括发电商、配售电商、电力用户及输电系统运营商。在此模式下，市场参与者根据电力供求的变化，在市场通过购买或出售调整自己的合约结构。新电力交易制度主要包括长期市场、中期市场、短期市场和实时市场（平衡机制）。

新电力交易制度模式下的输电费包括系统接网费、电网使用费以及系统平衡服务费，如表所示。

新电力交易制度模式下英国输电电价的组成

收费项目	计算方法	计算内容	收费对象
系统接网费	综合成本法	基本年接网费（折旧费＋净资产投资回报＋维护费用＋输电运营费）＋其他费用＋终止费用	发电厂、配电公司（132kV 及以下）、大工业用户
电网使用费	边际成本法	网络使用费＋与地点无关的附加费	发电厂、供电公司、大工业用户
平衡服务费	综合成本法	发电与负荷平衡的调节费＋平衡服务的合同费＋支付电网的奖励费＋系统运营的内部费用＋调整费用	发电厂、供电公司、大工业用户

不列颠电力交易市场与输电制度（BETTA）模式下的电价机制　不列颠电力交易市场与输电制度模式是将新电力交易制度模式从英格兰和威尔士推广到整个不列颠三大地区而建立的统一的不列颠电力交易与输电制度，因此，不列颠电力交易市场与输电制度模式的电价机制与新电力交易制度模式保持一致。

电价监管　英国的能源监管机构是天然气与电力市场监管办公室（Office of Gas and Electricity Market，OFGEM）。其监管措施主要是：保障全社会共享电力资源，加强电力产业的环境保护；促进电力供应市场竞争；促进电力批发市场的竞争；对垄断环节的监管；促进其他领域的竞争；对自身的监管。同时，天然气与电力市场监管办公室还开展推进低碳技术、促进能源节约、保障成本效率和可靠的能源供给等工作，以推进可持续发展。

Yingguo dianli gongye

英国电力工业 （electric power industry in UK）

大不列颠及北爱尔兰联合王国，简称英国，国土面积 24.3 万 km²，海岸线长 11 450km；2011 年人口为 6240 万人。英国的煤炭、石油和天然气资源都较丰富，水能资源很少。根据英国石油公司统计数据，截至 2011 年底，英国探明可开采储量，煤炭为 22 800 万 t，石油为 4 亿 t，天然气为 7100 亿 m³。据世界能源理事会《世界能源资源调查 2010》，截至 2008 年底，英国技术可开发水能资源量为 140 亿 kW·h/a。1975 年开发北海油田以后，英国到 1981 年已实现石油自给。进入 21 世纪后，英国逐步成为石油净进口国，2011 年石油净进口量达 2140 万 t 标准油。日本福岛核事故后，英国继续推行扩大核能利用的方针，以弥补煤炭和石油生产量的不足。2010 年英国能源生产量为 14 965 万 t 标准油，其中煤炭产量为 1089 万 t 标准油，占 7.3%；石油 6526 万 t 标准油，占 43.6%；天然气 5140 万 t 标准油，占 34.3%；核电 1619 万 t 标准油，占 10.8%；水电 31 万 t 标准油，占 0.2%。而 2010 年的消费量为 20 423 万 t 标准油，自给率达到 73.3%。

发电量及其构成　2011 年英国发电量为 3678 亿 kW·h，其中水电、火电、核电、其他发电量分别占 2.34%、74.63%、18.76% 和 4.27%。1990 年以来，火电发电量所占比重维持在 75% 左右，核电为 13%～23%，水电比重较小。英国发电量及其构成见表 1。

表 1　英国发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	3197	2.20	77.18	20.56	0.06
2000	3771	2.06	75.13	22.56	0.25
2005	3983	1.96	76.80	20.49	0.75
2008	3894	2.39	82.31	13.48	1.82
2009	3767	2.37	76.74	18.39	2.50
2010	3818	1.76	79.33	16.29	2.62
2011	3678	2.34	74.63	18.76	4.27

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

装机容量及其构成　截至 2011 年底，英国发电装机容量为 9382 万 kW，其中水电、火电、核电、其他发电装机分别占 4.72%、75.96%、11.36% 和 7.95%。1990～2011 年，英国新增装机容量主要是火电，其次是风电，水电略有增加，核电有所下降。英国装机容量及其构成见表 2。

表 2 英国装机容量及其构成

年份	装机容量（万 kW）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	7320	5.33	79.16	15.50	0.01
1995	7012	6.02	75.50	18.19	0.29
2000	7839	5.46	78.09	15.93	0.52
2005	8238	5.25	78.34	14.48	1.93
2008	8553	5.11	78.04	12.84	4.01
2009	8802	5.00	77.52	12.40	5.08
2010	9345	4.68	77.90	11.60	5.82
2011	9382	4.72	75.96	11.36	7.95

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

火电 在英国电源构成中一直占主导地位，且以燃煤机组为主。20 世纪 60 年代以前，火电单机容量多为 12 万 kW 以下。60 年代后，大量发展了 50 万 kW 机组。自第一台 50 万 kW 机组于 1966 年 12 月在费里布利奇火电厂投运后，英国相继投入 40 多台 50 万 kW 机组。通过设计和制造技术的不断改进和完善，运行经验的积累，第一台 66 万 kW 机组于 1974 年在德拉克斯火电厂投入运行。德拉克斯火电厂装机容量为 387 万 kW，安装 6 台 60 万 kW 级燃煤机组，是欧洲最大的燃煤火电厂之一。

英国火电机组均采用亚临界压力，50 万～66 万 kW 机组的蒸汽压力为 16.3MPa，过热和再热蒸汽温度为 538/538℃或 566/566℃。采用亚临界蒸汽参数，在材料选择、加工制造和运行等方面的要求都比采用超临界蒸汽参数要低。20 世纪 90 年代，英国开始建设联合循环发电厂（CCGT）。至 2010 年，相继建设了 32 座联合循环发电厂，最大的联合循环发电厂为梯塞德发电厂，装机容量为 187.5 万 kW，于 1992 年投运。至 2010 年，英国拥有 100 万 kW 以上火电厂 23 座。最大机组单机容量为 66 万 kW。表 3 为英国主要火电厂。

表 3 英国主要火电厂

序号	名　称	装机容量（万 kW）	燃　料	开始运行年　份
1	德拉克斯	387.0	煤	1974
2	朗格纳特	230.4	煤	1970
3	利特布鲁克 D	205.5	油	1982
4	科特姆	200.8	煤	1969
5	拉特克列夫	200.0	煤	1968
6	威斯特伯顿	197.2	煤	1967
7	费德勒斯弗利	196.1	煤/生物质	1971
8	爱格鲍罗	196.0	煤	1967
9	迪德科特 A	195.8	煤/气	1972
10	费里布利奇 C	195.5	煤/生物质	1966

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

为了满足系统调峰需要，英国曾建设了一些单循环燃气轮机电站。在一些大型火电厂中也装设了燃气轮机发电机组，主要作为紧急备用电源，或用于电厂起动和系统调峰。

水电 英国山地很少，水能资源极为有限，且河流较短，落差和流量较小，只适宜建造中小型水电站。英国的水电开发从 1943 年成立北苏格兰水电局开始，至 2011 年底全国水电装机容量为 442.8 万 kW，占总装机容量的 4.72%。全国水电站有 80%以上的容量集中在苏格兰地区。由于条件较好的坝址已开发完毕，水电发展方向为建设抽水蓄能电站。表 4 为英国主要水电站。

表 4 英国主要水电站

序号	名　称	型　式	装机容量（万 kW）	投运年份
1	狄诺维克	抽水蓄能	172.8	1983
2	克鲁阿昌	抽水蓄能	39.9	1966
3	费斯廷约格	抽水蓄能	36.0	1961
4	福伊尔斯	抽水蓄能	30.0	1974
5	土梅尔	常规	24.2	1930～1962
6	安福里克比优尼	常规	17.6	1951～2006
7	格雷特格伦	常规	13.1	1955～2005
8	斯洛伊阿维	常规	26.2	1950～1963
9	科　朗	常规	10.8	1950～1959
10	布雷多班	常规	10.3	1955～1961

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

自 1957 年第一座抽水蓄能电站——斯朗莫尔电站建成以后，英国相继建设了 4 座容量在 30 万 kW 以上的抽水蓄能电站。其中容量最大的是狄诺维克抽水蓄能电站，电站设计容量为 172.8 万 kW，装有 6 台可逆式水泵水轮机组，1982 年第一台机组投入运行，1983 年 6 台机组全部投入运行；电站接入 18kV 线路，由第一水电公司运营管理。

核电 英国自 1956 年建成凯尔德豪尔（Calder Hall）核电厂后，一直大力发展核电。20 世纪六七十年代初，英国大量发展气冷堆（GCR）；随着技术的进步，接着发展了改进型气冷堆（AGR）；80 年代后期，鉴于压水堆（PWR）已成为世界上普及的成熟堆型，故决定赛兹威尔 B 核电厂采用压水堆。赛兹威尔 B 核电厂于 1995 年并网发电，是英国最新的核电厂。至 2010 年底，英国核电装机容量为 1087 万 kW，占总装机容量的 11.6%。表 5 为英国主要核电厂。

表 5 英国主要核电厂

序号	名　称	反应堆型式	堆数（台）	装机容量（万 kW）	投运年份
1	赫沙姆 1	改进型气冷堆	2	116.0	1984
2	赫沙姆 2	改进型气冷堆	2	123.0	1988
3	丹季纳斯 B	改进型气冷堆	2	104.0	1983
4	欣克利角 B	改进型气冷堆	2	82.0	1976

续表

序号	名　称	反应堆型式	堆数（台）	装机容量（万 kW）	投运年份
5	塞兹威尔 B	压水堆	2	118.8	1995
6	托尼斯	改进型气冷堆	2	123.0	1988
7	哈特普尔	改进型气冷堆	2	119.0	1984
8	奥尔德勃雷	气冷堆	2	43.4	1967
9	夫伊尔法	气冷堆	2	98.0	1971
10	亨特斯顿 B	改进型气冷堆	2	86.0	1976

资料来源：日本海外电力调查会《海外电气事业统计 2012》。

风电　英国通过实施“可再生能源强制配额制度”，促进了风电的快速发展。截至 2011 年底，风电装机容量达到 654 万 kW，在运风电场 330 余座，安装风机 3500 余台。已投运海上风电装机容量 209 万 kW，占风电总装机容量的 32.0%。英国政府共进行了 3 批海上风电项目审批。第一批海上风电项目于 2001 年 5 月获得批准，包括 13 个地点的 18 个场址，其中一些项目是多家开发商共同投资的。2003 年 12 月，公布第二批海上风电项目，共有 15 个海上风电场获得批准，总装机容量 720 万 kW。2010 年 2 月公布第三批海上风电项目审批结果，此次单个项目开发规模更大，离海岸线更远，水深更深。

电网　英国电网按照地理分布可划分为三大系统：英格兰和威尔士电网、苏格兰电网及北爱尔兰电网。英国电网最高输电电压等级为 400kV。截至 2008 年底，英国共有 400kV 输电线路 11 829km，275kV 输电线路 6264km，132kV 及以下线路 5470km。英国输电线路情况见表 6。

表 6　英国输电线路情况（km）

年份	400kV	275kV	132kV 及以下	直流电缆	合计
2005	11 592	6435	4976	327	23 330
2006	11 382	6458	4969	327	23 136
2007	11 736	6357	5464	327	23 884
2008	11 829	6264	5470	327	23 890

资料来源：英国国家电网公司。

英格兰和威尔士电网的 400kV 和 275kV 输电线路由英国国家电网公司所有并负责运营。苏格兰电网分为南北两大部分。北部电网由 275、132kV 输电线路组成，由苏格兰和南方能源公司拥有并经营；南部电网由 400、275、132kV 输电线路组成，由苏格兰电力公司拥有并运营。苏格兰电网中的两个高压输电网也由英国国家电网公司运营。北爱尔兰电网由北爱尔兰电力公司拥有并运营。

英格兰和威尔士电网与苏格兰电网联网运行，联络线容量为 220 万 kW。苏格兰电网与北爱尔兰电网之间通过一条 ±250kV 直流输电线路相连，输电容量为 50 万 kW。此外，英格兰和威尔士电网通过一条输电容量为 200 万 kW 的 ±270kV 高压直流输电线路与法国电网相连。北爱尔兰电网和爱尔兰电网之间的联络线输电能力约为 60 万 kW。

技术经济指标　随着装机规模的不断扩大，特别是风电的大规模发展，英国近年来发电设备利用小时不断下降。2005 年以来，英国供电煤耗率呈现逐年下降趋势，线损率持续降低。表 7 为英国电力工业主要技术经济指标。

表 7　英国电力工业主要技术经济指标

年　份	1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
设备平均利用小时（h）	4369	4782	4793	4862	4544	4308	4078
其中：水电	1692	1516	1821	1840	2116	2039	1537
火电	4282	4515	4606	4765	4792	4271	4152
核电	5791	6971	6810	6886	4781	6364	5719
其他	667	4547	2327	1849	2074	2094	1872
厂用电率（%）	6.13	5.32	4.32	4.47	4.19	4.39	4.15
线损率（%）	8.08	8.62	8.37	7.82	7.45	7.47	7.37
供电标准煤耗 [g/(kW·h)]*	362	339	339	346	344	342	340

* 公用电业数据。

资料来源：国网能源研究院《国际能源与电力统计手册 2012》。

用电构成　英国用电量以居民生活用电为主，其次是工业和商业、服务业用电。20 世纪 70 年代初，受石油危机的影响，英国的用电负荷曾一度下降，至北海油田开始采油后才逐年回升。1979 年，出现了新的用电高峰，但此后 3 年连续下降，至 1986 年才恢复到 1979 年水平，此后增长缓慢，1990 年仅比 1986 年增加 5.9%。2010 年英国用电量为 3369 亿 kW·h。其中工业用电占 33.6%，交通运输业用电占 1.2%，农业和渔业用电占 1.2%，商业、服务业用电占 28.9%，居民生活用电占 35.2%。英国用电量及其构成见表 8。

表 8　英国用电量及其构成

年份	用电量（亿 kW·h）	构　成（%）				
		工业	居民生活	商业、服务业	交通运输业	农业和渔业
1990	2844	38.9	33.0	24.9	1.9	1.4
1995	3022	35.8	33.8	26.7	2.4	1.3
2000	3403	36.7	32.9	26.6	2.5	1.3
2005	3550	36.3	32.9	27.1	2.5	1.2
2008	3502	33.6	35.9	26.7	2.6	1.2
2009	3309	33.0	35.8	28.9	1.2	1.1
2010	3369	33.6	35.2	28.9	1.2	1.2

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

管理体制和机构　英国电力工业已有 100 多年的历史，1926 年发布首部电力法。按照 1957 年的电力法，由国有化的中央电力局统管英格兰和威尔士的发电、输变电、配电。1979 年以后，为了削减政府开支，决定引入市场竞争机制，实行国营企业民营化，并在石油、通信、煤气和航空等 50 余家国营企业中率先实行。1989 年议会通过了关于英格兰、威尔士和苏格兰电力企业民营化计划，并批准了“1989 年电力法”。该电力法规定，中央电力局划分成国家电网公司（National Grid Company）和国家电力公司（National Power）、

发电公司（Powergen）、核电公司（Nuclear Electric）3个发电公司。12个配电局民营化改为12个配电公司。撤销电气委员会，其在政府和国营电力企业间的调节职能划归新成立的电气协会。从1990年4月开始实行新的电力企业体制。

国家电网公司主要管理原中央发电局所属的400kV和275kV输电线路，同苏格兰和法国的联络线路及威尔士地区的两个抽水蓄能电站（173万和36万kW）。国家电网公司除输电业务外，作为电网的主要运营者还负责联络线、系统稳定、发电等各项结算业务。在各单位实行独立核算后，取消了内部补助。同时还开展国外输电工程的建设工作，如建设与爱尔兰共和国间的联络线、印度的输电工程等。

国家电力公司在成立之初占有英国52%的发电市场份额。2000年10月，国家电力公司分裂成两家相互独立的公司：一家是伊诺基公司（Innogy），负责开展英国国内业务；另一家是国际电力公司，负责开展海外业务。2002年，伊诺基公司被德国莱茵集团（RWE）收购，并更名为RWE Npower，为超过650万英国用户提供电力和燃气服务。

发电公司在成立之初完全为英国政府所拥有，1991年60%的股份出售给私人投资者，其余40%的股份于1995年也对外出售。2002年，德国意昂（E. ON）集团收购了发电公司，更名为意昂英国公司（E. ON UK）。

英国能源公司（British Energy）于1995年在苏格兰注册成立，其资产由核电公司的1座压水堆（PWR）核电厂和5座改进型气冷堆（AGR）核电厂、苏格兰核电公司2座改进型冷堆（AGR）核电厂组成。苏格兰核电公司和核电公司采用镁诺克斯（Magnox）反应堆技术的核电厂资产移交给了镁诺克斯电力公司（Magnox Electric），并在1998年并入英国核燃料公司（British Nuclear Fuels）的发电部门。英国能源公司在1996年实行了私有化改革。2009年，英国能源公司被法国电力公司收购，负责运营8座核电厂和1座燃煤电厂。

英格兰和威尔士的12个配电局在1990年11月将全部股份出售给民营资本，并成立了12个配电公司。各公司的业务分电力供应和运行维护两类。电力供应是指向用户供电的零售业务，分为一般电力供应和第二种电力供应两种。其中，一般电力供应是指对本公司供电区域内的用户承担供电义务，并根据用户申请签订供电合同。第二种电力供应是指向本公司区域外供电，各公司领取许可证即可向区域外供电。各公司负责所属132kV以下配电设备的运行维护工作，对本公司的电力供应及区域外的电力供应都一视同仁提供配电设备并按同一标准收取配电线路使用费。各配电公司向新建发电项目投资，参与发电厂建设。各配电公司在参与配电网工程建设和出租电气设备基础设施的同时，也参与了煤气供应和有线电视等业务。

南苏格兰电力局和北苏格兰水电局在民营化后股份全部售出，成立了苏格兰电力公司和苏格兰水电公司。统一经营发、输、变、配和售电，各部门独立核算，各企业间按合同运营。改革前两个电力局的设备作为全苏格兰的资产，按经济运行统一调度，民营化后为了加强竞争，采取交换、出力分配的办法。南苏格兰电力局的核电厂分出来成立苏格兰核电公司。

北爱尔兰电气服务部在1992年民营化中，将所属4个发电厂出售给美国和比利时的一家合资企业及不列颠煤气公司。同时成立北爱尔兰电网公司，经营输电、配电和售电业务。该公司在1993年全部为民间股份。

英国天然气与电力市场监管办公室（Office of Gas and Electricity Markets，OFGEM）由原来的电力监管办公室（OFFER）和天然气供应办公室（OFGAS）合并而成，是英国天然气与电力市场的政府监管机构。旨在促进竞争，对运营天然气和电力输配网络的垄断公司实施监管，以保护消费者利益。天然气与电力市场监管办公室由非执行成员、执行成员和一位非执行主席组成。负责制定发展战略、政策，对价格执行与监管等重要事项具有决策权。其经费来自所监管企业缴纳的年费，但其监管活动独立于这些企业。（见英国电力交易市场）

Yingguo dianli jiaoyi shichang

英国电力交易市场 （electricity trading market in UK） 主要指英格兰和威尔士电力交易市场。英国于20世纪80年代后期开始电力体制改革。英国电力市场化的改革阶段可以划分为：①1989年以前为垄断经营阶段；②1989～2000年，第一次改革，采用电力库（POOL，即电力联营的集中交易）模式；③2000～2005年，第二次改革，采用新电力交易制度（new electricity trading arrangements，NETA）模式；④2005年开始，第三次改革，采用不列颠电力交易市场与输电制度模式（british electricity trade and transmission arrangements，BETTA）。（见英国电价制度和政策）

1989年以前的垄断经营行为 改革前英国电力工业执行1957年的电力法，由国有化的中央电力局（Central Electric Generation Bureau，CEGB）统管英格兰和威尔士的发电、输电和配电，垄断性经营，下辖有12个地区供电局，每个供电局负责对所划分的区域供电。另有一个协调组织——电力委员会（Electricity Council），负责电力政策和法规的制定及相关事务的处理。苏格兰和北爱尔兰也有各级相应机构进行区域垄断。其共同特点是集中、统一、垄断和国有。

第一次改革——电力库模式 电力库（POOL）指电力联合运营中心。供电公司、批发商、零售商及用户，除直供户外都必须通过电力库购买电力，电力库实际上承担了单一购买的任务。

市场结构 第一次市场化改革完成了分解垂直一体化和私有化，实行自由竞争的市场经济政策。英国将原来的发电、输电、配电统一经营的中央电力局（CEGB）分解成3个部分，开放了零售市场。英国政府通过建立竞争性的电力零售市场打破地区电力局对电力零售业务的地区垄断。在电力零售市场上，配电商从电力批发市场批发电力，再零售给大小终端用户。其引入竞争的方法是：首先电力大用户有权选择自己满意的供电商；其次逐步缩小大用户的标准；最终过渡到所有用户都能选择自己满意的供电商。但配供系统没有完全分开。

市场主体 包括发电商、国家电网公司（NGC）、地区供电公司（REC）、零售商及大用户。

（1）发电商。建立了三个独立经营的发电公司，即国家

电力公司（NP）、发电公司（PG）、核电公司（NE）和一些独立的私人发电企业（IP）。国家电力公司和发电公司于1991年实行私有化，成为股份公司，政府只拥有40%的股份。国家核电公司由于成本较高，不具备竞争力，仍归国家所有。

(2) 国家电网公司。主要经营输电系统，于1995年12月成为股份公司。后与一家天然气公司合并，改名为国家电网天然气公司。主要经营英国与美国的电力和天然气传输系统。与此同时，英国建立了一个市场交易机构，名为电力联合运营中心（称为Power Pool或POOL），由国家电网公司负责运行。

(3) 地区供电公司。由新建立的12家地区电力公司取代原来的地区供电局，完全私有化，主要负责配电系统，并将电出售给终端用户。部分地区性电力公司还有发电厂，具备发电能力。

(4) 零售商。可以通过输配电网络向电力交易中心或发电公司购电并向用户售电，但必须交付过网费。

(5) 大用户。一定容量以上的较大用户可以在地区供电公司、电力交易中心和发电公司中自由选择供电方。向本地区供电公司购电时，执行本地区供电公司相应的售电价格；直接向交易中心或发电公司购电时，必须支付过网费。

第二次改革——新电力交易制度模式 以双边合同为主，可通过面对面的方式或在任意一个电力交易中心进行。

自1989年英国实行电力市场化改革以来，电力库模式使发电量足以满足需求，市场稳定，竞争增加，电价也在降低。但同时，它的缺陷也渐渐暴露了出来：定价缺乏足够的竞争；以发电竞价为主，相对缺乏用户和需求方的参与；投标和定价过于复杂；容量费用不能正确反映短期和长期容量需求；少数发电商可以操纵电价，造成价格走势不尽合理；电力库的管理过于集中，成员资格是强制性的，不利于公平、公开、公正的原则；电力库的管理制度过于僵硬，阻碍了对制度的改革。因此，在英国政府的领导下，1999年7月，由新合并成立的天然气与电力市场监管办公室（OFGEM）正式提出“新电力交易制度（NETA）”的详细文件，并于2001年3月27日正式实施。

市场结构与主体 经过新电力交易制度模式对电力库模式的进一步改革，英国电力交易市场实现了配电、售电业务的彻底分开，出现了若干个地区配电系统运营商（DNO）和售电商（Suppliers）。所有用户，无论规模大小，均可自由选择售电商，从而实现用户侧市场的完全竞争。市场主体包括发电公司、国家电网公司、售电公司、零售商和用户。

市场模式 新电力交易制度的基础是发电商、供电商、中间商和用户之间的双边交易。市场中，高达90%的电力交易是通过双边合同期货交易完成的，只有极少数电力交易通过会计结算进行。取消了实时电价机制的新电力交易制度模式，其合约构成主要包括：①远期合同市场，包括双边金融合同和物理合同，占交易的大部分，对稳定电价起绝对作用；②期货期权市场，在交易双方规避金融风险时使用；③短期双边市场，与电力库模式的现货市场类似；④平衡市场，系统调度员根据收到的增减出力（负荷）及报价，调整发电及负荷水平，以维持系统平衡和安全运行的市场。

第三次改革——不列颠电力交易市场与输电制度模式 将新电力交易制度模式从英格兰和威尔士推广到整个不列颠三大地区而建立的统一的不列颠电力交易与输电制度。

自2000年英国实行第二次电力市场化改革以来，英格兰和威尔士地区的电力交易市场取得了显著成就。市场中的发电公司已从1990年的3家增至30多家，市场电价不断降低，使终端用户大为获益。在英国的第一次电力市场化改革中，苏格兰没有建立一个竞争型的批发电力市场，两个垂直一体化公司（苏格兰电力公司、苏格兰和南方能源公司）垄断了苏格兰地区的发电市场，造成苏格兰地区的电价一直处于较高水平。为了实现更大范围内的市场电力资源有效配置，天然气和电力市场监管办公室提出将新电力交易制度推广到整个不列颠地区（Great Britain，GB），在不列颠地区范围内建立一个统一的不列颠电力交易与输电制度（BETTA），使不列颠三大地区的所有市场实体在同等条件下进入统一的市场，所有市场参与者都被允许在整个英国进行自由电力贸易。这一新的电力交易及输送制度于2005年4月正式实施。

不列颠交易电力市场和输电制度模式与新电力交易制度模式的关系 不列颠电力交易市场和输电制度模式是将新电力交易交易制度这一成功模式在英国全国范围内推行建立一个统一的英国电力交易和输电制度。因此，不列颠电力交易市场和输电制度模式的市场结构与市场主体与新电力交易制度模式相同，只是交易范围扩大为整个英国。

不列颠电力交易市场和输电制度模式的主要影响 不列颠电力交易市场和输电制度作为一个新的电力交易和输送制度，其运行为现有的英国电力运行模式带来深远的影响。①打破了苏格兰电力南北分治的局面，建立了统一的电力交易、平衡和结算系统；建立统一的电力传输定价方法和电网使用合同体系。②建立了唯一的国家级系统操作机构（GBSO），负责大不列颠的电力调度，确保系统安全与供电质量。③制定和修订了一系列法案，明确了系统运行机构各部分人员的职责。④有助于提高英国电力交易批发市场的竞争能力。苏格兰地区的发电商可与大不列颠地区的供应商进行自由买卖，有效促进了苏格兰地区电力市场的发展与完善。

Yingguo dianli kekaoxing guanli

英国电力可靠性管理 (reliability management of electric power system in UK) 以天然气与电力市场监管办公室（OFGEM）为依托开展的针对英国电力系统进行的可靠性管理工作。1989年的英国电力法赋予天然气与电力市场监管办公室独立地位，2000年之后有所变动，天然气与电力市场监管办公室须向天然气与电力市场管理局（Gas and Electricity Markets Authority，GEMA）和天然气与电力消费者委员会（Gas and Electricity Consumer Council，GECC）汇报工作，委员会有权否决、修改天然气与电力市场监管办公室预发的各种许可证。

标准和准则 主要涉及输电系统规划运行、配电系统规划运行、统计分析三个方面。

在输电系统规划运行方面，英国的输电企业每年需汇报电网性能方面的情况，且输电企业必须依照大不列颠供电安

全和质量标准（GB Security and Quality of Supply Standard, SQSS）的要求规划、运行其电网。为提高输电公司投资的积极性与电网反事故能力，天然气与电力市场监管办公室又颁布了《输电网可靠性激励方案》（*Electricity Transmission Network Reliability Incentive Schemes*）。在该方案中，如果输电网年度可靠性超过事先确定的标准，则按照其超出标准给予相应财政激励；反之，则对输电企业进行处罚。

在配电系统规划运行方面，天然气与电力市场监管办公室通过配电证、《服务质量监督说明与指导》等相关法规准则对可靠性进行管理。配电企业需以特定形式向天然气与电力市场监管办公室汇报其电网性能，接受天然气与电力市场监管办公室的审查、处罚和激励。

在统计分析方面，20世纪60年代英国各地方电力公司就已建立了可靠性统计分析标准。1964年，英国电力委员会制定了《国家标准故障和停电报表》，统一了全国的报表及导则，广泛开展系统故障频率、原因及停电持续时间的统计分析，也涉及负荷特性、停电损失、可靠性费用及经济效益等。1975年，英国电力委员会又发布了《全国设备缺陷报表》，规定了供电系统中的各种电力设备缺陷统一的含义、分类及填报方法。1978年，《供电安全导则》颁布后，又修订和完善了统计办法和安全导则。1980年，英国电力委员会颁布了对高压系统典型事故按编码填写事故报告的要求。自2005年4月起，英国国家电网公司作为大不列颠输电网的运营商，要求按照《输电系统安全标准和服务质量》规定，每年以固定方式向天然气与电力市场监管办公室以及天然气与电力市场管理局汇报其年度系统的可靠性情况。

管理特点　主要体现在供电系统可靠性管理文件和统计分析指标较为全面，包括：①既有事故和停电的统计报表，又有设备缺陷统计报表以及供电安全导则。②既有反映充裕性（见电力系统充裕性）的指标，又有安全性（见电力系统安全性）指标。③既考虑了系统及设备的供电能力，又考虑了系统的安全水平。④既有年度分析指标，用于对当年运行状况进行分析，又有5年连续滚动计算的趋向性指标，以较长一段时间内的统计和分析来判断可靠性变化和发展趋势。⑤既可以进行一年一度的分析比较，又可以从一个较长的时期去观察和分析其统计规律。因此，英国供电系统建立的指标全面反映了对用户的综合服务质量、故障和预安排停电的状况、系统和设备的性能以及系统外部可能带来的影响等各个方面。基于英国供电系统可靠性指标的全面性，国际上很多国家供电系统可靠性的统计与分析都参照英国模式。

参考书目

国家电力监管委员会．欧洲、澳洲电力市场．北京：中国电力出版社，2005.

yingxiao guanli xinxi xitong

营销管理信息系统　（marketing management information system）　由人、机器和程序组成的互相影响的、建立在计算机网络基础上、覆盖营销全过程的计算机信息处理系统。营销管理信息系统收集、分类、分析、评估和分配营销信息，帮助决策者对营销工作进行计划、改进和控制，以达到最佳营销效果，提高顾客满意度。

功能结构　一般说来，营销管理信息系统包括营业管理、销售管理和客户服务管理三个子系统。营业管理子系统可以帮助邻域内的市场专家对客户和市场信息进行全面的分析，从而对市场进行细分，进行高质量的市场策划活动，指导销售队伍更有效地工作；销售管理子系统用于销售部门对销售全过程进行流程化管理；客户服务管理子系统能够将客户支持人员与现场销售以及市场紧密集成在一起，综合客户信息，保证快速、高效的客户服务。各子系统之间密不可分，相互协作，共同发挥效用。

电力营销管理信息系统主要包括业扩管理子系统、电费管理子系统、用电检查子系统、计量管理子系统和辅助决策分析子系统。电力营销管理信息系统从功能上可分为客户服务层、营销业务层、营销工作质量管理层和营销管理决策支持层4个层次。

（1）客户服务层。直接面向客户，通过电力客户服务呼叫中心、营业厅触摸屏、营业厅大屏幕、手机短消息服务系统和电力客户服务网站等信息化手段，收集客户的电力需求信息，并采集电能实时信息，为客户提供高效、便捷的供电服务。

（2）营销业务层。建立在客户服务层的基础上，是电力企业内部所有营销管理工作、工作流程、业务处理系统的总称，是电力营销管理信息系统的信息加工和处理中心。具体内容包括用电检查、业扩报装、电费管理、抄表管理、合同管理、计量管理、综合查询、银电联网、业务稽查等。

（3）营销工作质量管理层。以客户服务层和营销业务层为依托，根据决策支持层的决策信息，实现对营销业务层和客户服务层的工作流程、工作质量、服务质量、合同执行情况的监督、考核和控制。

（4）营销管理决策支持层。负责对客户服务层、营销业务层、营销管理层的信息流进行总体综合分析，及时进行电力销售市场动态和营销质量分析，为制定营销策略提供辅助决策依据，并实时将决策信息下达给营销工作质量管理层、营销业务层和客户服务层。

客户服务层、营销业务层、营销工作质量管理层和营销管理决策支持层在营销管理信息系统内部通过各种数据和处理信息的上传、下达紧密联系在一起，底层为上层提供信息服务，上层的决策与管理活动可以通过统一的工作流程有效地对底层的活动进行监控。

目的和作用　营销管理信息系统的成功建立与集成管理是营销管理信息化实现的标志。营销管理信息化是指企业利用现代通信设备和信息资源作为营销手段（包括电话、网络、电子商务、电子媒体等），以满足客户对电力消费需求为目的，通过一系列的相关业务提供必要的服务，实现企业开拓市场、占领市场的目标。构建营销管理信息系统具有增强企业的快速反应机制、实现管理流程和组织机构整合优化、提高顾客满意度、实现企业战略资源的整合与增值等作用。

（1）增强企业的快速反应机制。营销管理信息系统运用信息技术，以计算机网络平台为基础，实现基础设施整合、信息资源整合和业务整合，聚合孤立与潜在的信息资源，形成知识凝聚效应，便于快速处理实时的营销信息，减少信息处理的时间，增强企业的快速反应机制。

（2）实现管理流程和组织机构整合优化。营销管理信息系统主要针对企业销售业务处理过程、市场营销、客户服

务、财务管理和策划管理5个方面，将广告发布、客户确认、销售反馈、客户成交、财务收款、财务催款、售后服务、问题投诉等管理环节有机结合起来，并针对各环节进行实时监控，形成高效、清晰的业务流程。高效、清晰的业务流程有利于明确各岗位职责，减少人为因素的干预，提高企业的营销管理水平。

（3）提高顾客满意度。营销管理信息系统通过对信息技术的应用，可加强营销管理的职能，提高营销管理工作的效率，减少管理漏洞，改善服务客户的质量，提高顾客的满意度。

（4）实现企业战略资源的整合与增值，最终构建企业电子商务系统。

见业务应用管理信息系统、财务（资金）管理信息系统、电力交易管理信息系统。

yingji guanli

应急管理 （emergency management） 对突发事件的原因、过程及后果进行的一系列有计划、有组织的应对活动。是对潜在的突发事件事发前预先采取防范措施、事发时采取的应对行动、事发后采取的各种善后及减少损害的行为，即预防、准备、响应、恢复的全过程管理。主要任务包括应急预案体系的建设和管理、应急管理体制和运行机制建设、应急法律法规体系建设、应急保障体系建设、对突发事件的防范以及对突发事件现场的有效救援等。

预防 为了消除突发事件发生的几率或者为了减轻突发事件可能造成的损害所做的各种防备工作。包括预防突发事件的发生和降低或减缓突发事件的影响或后果的严重程度。

准备 为有效应对突发事件而做的预先安排。包括意识、组织、机制、预案、队伍、资源、培训、演练等准备，为预防、监测、预警、响应和恢复等各项应急管理工作提供支撑，贯穿应急管理工作的整个过程。

响应 突发事件发生以后所进行的各种紧急处置和救援工作。包括营救和救治、控制险情、抢修设施、启用财政预备费和储备的应急物资、保障生活必需品的供用、维护市场秩序等。

恢复 突发事件的威胁和危害得到控制或者消除后，为使生产、工作、生活和生态环境尽快恢复到正常状态所进行的各种善后工作。

应急预案体系 各级应急组织按照职责分工，对所辖区域可能发生的各级各类潜在的突发事件所制定的总体应急预案、专项应急预案、现场处置方案的有机整体。

应急管理体制 应急管理的组织机构、方式。包括应急管理工作中的领导与决策层、管理与协调指挥系统、应急救援专业队伍、协作单位。

应急运行机制 应急组织基本职能的活动方式。包括预警、信息报告、决策和协调、分级负责和响应、公众的沟通与动员、资源的配置、奖惩等。

应急法律法规体系 与应急有关的法律、法规、规章、标准的总和，为应急管理提供法律支持。

应急保障体系 应急体系运转的物质条件和手段。包括通信信息系统、培训演练系统、技术支持系统、物资与装备保障系统。应急通信系统要保证预警、报警、警报、报告、指挥等活动的信息交流快速、顺畅、准确，以及信息资源共享；物资与装备不但要保证有足够的资源，而且要实现快速、及时供应到位；人力资源保障包括专业队伍、志愿人员以及其他有关人员的培训。

防范突发事件 防备突发事件的发生、发展。突发事件未发生前要做好风险辨识与评价、重大危险源管理与控制、事故隐患的排查治理；突发事件发生后要做好突发事件的预测、预警；做好应急管理培训等。

救援 降低突发事件造成的损失或危害而采取的措施或行动。包括启动应急预案，组织应急救援队伍，调集救援物资与装备，确定应急处置机制等。

沿革 应急管理分为传统应急管理和现代应急管理。传统应急管理是指突发事件发生后的即时响应管理；现代应急管理是对突发事件的过程管理。现代应急管理起源于20世纪60年代，最初用于国际政治和外交领域。古巴导弹危机时期，现代应急管理被作为一个独立分支领域加以研究，20世纪80年代后，引起各国管理者的极大关注。在中国，突发事件的应急管理工作起始于2003年，经过持续努力，已基本形成了现代应急管理体系。中国应急管理方针是坚持预防和应急并重，常态和非常态结合；应急管理体制是分类管理、分级负责、条块结合、属地为主；应急管理机制是统一指挥、反应灵敏、协调有序、运转高效。中国国务院是中国应急管理最高行政领导机构，国务院办公厅下设了国务院应急管理办公室，地方各级人民政府是本行政区域突发事件应急管理工作的行政领导机构。

参考书目

国家安全生产应急救援指挥中心．安全生产应急管理．北京：煤炭工业出版社，2007.

yingji yanlian

应急演练 （emergency drilling） 针对突发事件风险和应急保障工作要求，由相关应急人员在预设条件下，按照应急预案内容进行的应对训练。电力企业习惯称其为反事故演习。

分类 按演练内容分为综合演练和单项演练；按组织形式分为桌面演练和实战演练；按目的与作用分为检验性演练、示范性演练和研究性演练。不同类型的演练可以相互组合，形成单项桌面演练、综合桌面演练，单项实战演练、综合实战演练，示范性单项演练、示范性综合演练等。

综合演练 由多个单位、部门参与的针对应急预案中多项或全部应急响应功能进行的演练活动。目的是在一个或多个单位、部门内针对多个环节或功能进行检验，是对不同单位、部门之间应急机制和联合应对能力的检验。

单项演练 针对应急预案中特定应急响应功能或现场处置方案中一系列应急响应功能的演练活动。目的是在一个单位或部门内针对某一个特定应急环节和应急功能进行检验。

桌面演练 由参演单位和人员利用地图、沙盘、流程图、计算机模拟、视频会议等辅助手段，针对事先假定的演练情景，讨论和推演应急决策及现场处置的过程。目的是促进相关人员掌握应急预案中所规定的职责和程序，提高指挥决策和协同配合能力。桌面演练又分为讨论式桌面演练、角色扮演或推演式桌面演练，通常在室内完成。

实战演练 参演单位和人员利用应急处置涉及的设备和物资，针对事先设置的突发事件情景及其后续的发展情景，

通过实际决策、行动和操作，完成真实应急响应的过程。目的是检验和提高相关人员的临场组织指挥、队伍调动、应急处置和后勤保障等应急能力。实战演练通常在特定场所完成。

检验性演练　为检验应急预案的可行性、应急准备的充分性、应急机制的协调性及相关人员的应急处置能力而组织的演练。

示范性演练　为向观摩人员展示应急能力或提供示范教学，按照应急预案开展的表演性演练。

研究性演练　为研究和解决突发事件应急处置的重点、难点问题，试验新方案、新技术、新装备而组织的演练。

演练步骤　分为准备、实施、评估与总结、后续处置4个步骤。

准备　包括成立演练组织机构、制订演练计划、设计演练方案、设计评估标准与方案、编写演练方案文件，以及演练方案评审、演练保障准备、演练动员与培训等。

实施　分为演练启动、演练执行、演练结束或意外终止三个过程。演练正式启动前一般要举行简短仪式，由演练总指挥宣布演练开始并启动演练活动。演练总指挥或由总指挥授权的演练总策划对演练全过程进行控制。应急指挥机构指挥各参演队伍和人员，按照演练方案要求，对模拟演练事件开展应急处置行动，完成各项演练活动。演练控制消息可由人工传递，也可用对讲机、电话、手机、传真机、网络等方式传送，或者通过特定的声音、标志、视频等呈现。在演练过程中，可安排专人对演练过程进行解说和记录，记录可采用文字、照片和声像等手段。根据需要进行演练宣传报道。对涉密应急演练应做好相关保密工作。演练完毕，由总策划发出结束信号，演练总指挥宣布演练结束。演练实施过程中如出现真实突发事件、特殊或意外情况，演练可提前终止。

评估与总结　根据参演人员表现，对照演练目标要求，对演练活动及其组织过程做出客观评价，并编写演练评估报告。演练总结分为现场总结和事后总结。现场总结是在演练的一个或所有阶段结束后，由演练总指挥、总策划、专家评估组长等在演练现场有针对性地进行讲评和总结。事后总结是在演练结束后，根据演练记录、评估报告、应急预案、现场总结等材料，对演练进行系统和全面的总结，形成演练总结报告。演练总结报告的内容包括演练目的、时间和地点、参演单位和人员、演练方案、发现的问题与原因、经验和教训，以及改进工作的建议等。

后续处置　包括演练成果运用、文件归档与备案、考核与奖惩等。演练成果运用是指对演练中暴露出来的问题，演练单位应当及时采取措施予以改进，包括修改完善应急预案、有针对性地加强应急人员的教育和培训、更新应急物资装备等。文件归档与备案的资料包括演练计划、演练方案、演练评估报告、演练总结报告等资料。对在演练过程中表现突出的单位及个人，给予表彰或奖励，对不按要求参加演练，或影响演练正常开展的，给予相应批评或处分。

yingji yu'an

应急预案 (emergency plan)

针对可能发生的突发事件，预先制定的有关计划或行动方案，又称应急计划或应急救援预案，电力企业常称其为事故预想。应急预案是在辨识和评估潜在的重大危险源、事故的类型、事故发生的可能性以及发生的过程、事故后果及影响严重程度的基础上，对应急机构职责、人员、技术、装备、设施、物资、救援行动及其指挥与协调方面，预先做出的安排。编制应急预案的目的是明确应急救援的范围和体系，确保及时正确地处置，方便与上级和协作单位的协调等。要求其具有针对性、科学性、完整性、符合性、可读性，预案之间要相互衔接。

分类　按责任主体分为国家应急预案、省（区、市）应急预案、市（地）应急预案、县（市）应急预案、企事业单位（社区）应急预案；按灾害类别分为自然灾害应急预案、事故灾难应急预案、公共卫生事件应急预案、社会安全事件应急预案；按预案功能分为综合应急预案、专项应急预案、现场应急处置方案。

综合应急预案　总体上阐述预案的应急方针、政策，应急组织结构及相应的职责，应急行动的总体思路。综合应急预案包括总则、风险分析、组织机构和职责、预防与预警、应急响应、信息发布、后期处置、应急保障、培训和演练、奖惩、附则、附件等12个要素。

专项应急预案　针对某种具体的、特定类型的紧急情况而制定的计划和方案。专项应急预案包括总则、应急处置基本原则、事故类型和危害程度分析、事件分级、应急指挥机构及职责、预防与预警、信息报告、应急响应、后期处置、应急保障、培训和演练、附则、附件等13个要素。

现场应急处置方案　针对具体的装置、场所和设施、岗位所制定的应急处置措施。现场处置方案包括总则、事件特征、应急组织及职责、应急处置、注意事项、附件等6个要素。

管理内容　包括预案的编制、评审及发布、备案、培训、演练、修订等。

编制　分成立编制小组、进行危险分析和应急能力评估、编制预案三步完成。分析与评估内容包括：①分析可能发生的事故的危险源、事故类型、影响范围和后果；②对本单位应急能力进行评估，包括应急人员、应急设施、装备和物资。

评审及发布　由本单位组织有关人员进行评审。预案评审资料应存档。评审合格的预案，由本单位主要负责人签署发布。

备案　应急预案按照有关规定应向政府有关部门、上级主管部门备案。需要备案的应急预案一般包括综合应急预案、专项应急预案。

培训　预案发布后，应组织宣贯、培训。应急预案的培训应纳入安全生产培训工作计划，一般每年至少组织一次培训。

演练　根据本单位的事故预防重点，定期组织应急预案演练。一般情况下，专项应急预案演练每年至少一次，现场处置方案演练每半年至少一次。

修订　预案应定期进行修订，一般情况每三年至少一次。当单位生产、隶属关系、周围环境、应急指挥体系、法律、法规和标准等发生变化，以及经过演练和实践检验不能满足应急要求时，应及时修订。

yongdian

用电 (power utilization)

按预定目的使用电能的行为。社会上应用的电能，是由水、煤、油、核等一次能源

加工转换得来的，送到用户后又借助能量转换器具转换为机械能、热能、化学能、光能，以满足社会政治、经济、文化和人民生活的需要。只要有人活动的场所，就有电的市场，充足、优质、廉价的电能是市场的需要，也是电力行业的目标。

电能与其他商品一样，有使用价值，也具有商品属性。它是一种最方便、最清洁、最容易输送和控制，并能以简单的装置高效地转换为其他能源的二次能源。电能的应用是继钻木取火和蒸汽机应用后，人类历史上利用能源的第三次飞跃。在人类社会生产史上，蒸汽机曾为社会生产由劳动密集型向能源密集型过渡起了先导作用；电能的应用推动了能源密集型生产的发展，开展了社会生产进入技术密集型的时代，创造出空前规模的社会生产力；电能的应用与电子技术控制手段相结合，为社会生产的技术进步、社会劳动生产率的提高和劳动生活条件的改善，提供了广阔的发展前景。当今社会，电气化程度已成为衡量一个国家工业、农业、科学技术、国防现代化和居民生活水平的重要标志。

受社会经济发展的不平衡，以及电能的发电、供电、用电在瞬间同时完成、不能大量贮存、行业用电负荷随时间变化各有特点等客观规律影响，电力供需平衡关系随时间和季节而异，一天之内短时间缺电，一年之内季节性缺电，一个较长时期的大面积缺电，在世界多数国家都曾有发生。采用分时或分季节的不同电价等经济手段和实行配额供电等政府行政干预，是世界各国通用的缓解电力供应不足的办法。

电能的价值随社会的发展而提升。传统的一次能源资源逐渐枯竭，开发条件日益恶化，一次能源开发所投入的社会平均必要劳动量日益增加，这部分递增的劳动价值，通过科技进步不断提高能源的二次转换效率，抑制了电能成本的上升；同时，极大地提高了用能终端的能源综合利用效率，使用电能通常比直接使用一次能源更为经济合理。

简史 电作为能源走进社会是从弧光灯和发电机的发明并逐步实用开始的。19 世纪初，弧光灯试制成功。1831 年英国人 M. 法拉第（M. Faraday，1791—1867）发现电磁感应现象，他的试验模型可以认为是直流电动机的雏形，次年出现了原始的直流发电机，为电能的应用打下了基础。19 世纪 50 年代，以上两项发明经过许多人的改进，应用在航海灯塔上。1870 年前后，直流发电机达到了实用化程度，为弧光灯的应用开辟了道路。1873 年的维也纳万国博览会上展出了一台用蒸汽机拖动的发电机，向 1km 外的一台原动机供电，带动一台水泵运转，这是电能开始在动力上应用的前奏。1875 年法国巴黎北火车站开始用弧光灯照明，世人多以此作为社会用电的开始。由于弧光灯的光亮过强，且产生的碳蒸汽污染空气，故只能用于广场照明，而不宜用于室内。1879 年美国人 T. A. 爱迪生（T. A. Edison，1847—1931）研制出碳素白炽灯泡后，以电为能源的照明才开始用于室内并在社会上推广应用。

19 世纪 70 年代末，即使是范围很小的直流电进入城市街道，应用电能也比应用一次能源优越，电能在各领域的应用，已受到科学家的重视。首先，1879 年 5 月直流电动机应用在德国的世界第一条城市公共电车上，接着以直流电为动能、热能、化学能的应用技术有了进展。在 19 世纪 80 年代，铝、镁、铜、锌的电解提取和直流电弧炉的金属冶炼，都已试验成功。90 年代，电解制碱、各种电阻炉、效率更高的钨丝白炽灯问世。由于直流电受发电机电压限制，送电距离有限，变压器、交流发电机、电动机问世后，输电方式从单相交流发展为三相交流输电，交流输电线路的建设成功使输电距离大幅度增加，为电能的应用和远距离输送开辟了道路。20 世纪初，水电解提取氢、氧以及合成氨制取技术也达到了工业化生产水平，为电能的更加普遍应用创造了技术条件。

第一次世界大战（1914～1918 年）期间，军事工业的发展，促进了工业装备的更新和新科学技术的应用，电力拖动逐步取代了蒸汽透平拖动。电解烧碱、电冶炼金属、电石以及化肥等工业的兴起和发展，使电能在转化为化学能、热能应用领域上迈出了一大步，扩大了电能应用范围。

中国于 1879 年 5 月在上海英租界的一幢仓库里，以 1 台 10hp（7.46kW）蒸汽机拖动的发电机点燃第一盏碳极弧光灯。1882 年英国商人在上海成立上海电气公司并建设了容量为 12kW 的中国第一家电厂，供应沿外滩到虹口招商局码头串接的 15 盏弧光灯，见图 1。1883 年 5 月，上海电气公司在百老汇立杆放线，办理用户报装用电业务。此后，在广州、北京和其他一些沿海口岸、矿山、商业区陆续兴建了一批公用和企业自备发电厂，此时的公用发电厂主要供商业、居民照明和市政路灯、电车等用电，见图 2。在 20 世纪 30 年代前后，中国的电力公司才开始逐渐向附近的工业企业和乡村农田灌溉、碾米加工等供电。



图 1　1882 年 7 月 26 日晚 7 时上海 15 盏弧光灯亮灯位置示意图（图中 • 处）



图 2　1887 年矗立在上海外白渡桥上的一盏弧光灯

电能应用　电能使用方便，安全、清洁、廉价，决定了其应用的前景十分广阔。电能应用范围取决于用电技术和用电设备的开发和商品化速度。电气照明器具的发明及技术进步，已基本垄断了太阳光以外的照明领域；电动机的出现，使电力拖动成为社会的主要动力来源，并为生产工艺上的自动化、远动化创造了条件；各种电加热炉窑的出现，不但提高了能源利用效率，而且解决了其他冶炼方式无法达到的高温和特殊气氛冶炼条件，提供了金属热处理加工特殊工艺环境；电焊的发明和技术进步，解决了其他焊接方式无法解决的焊接质量和难熔金属的焊接问题；用电解方法加工提纯金属取得了多种具有空前纯度的有色金属，满足了对其应用质量的要求，食盐电解制出了为国民经济发展需要而过去无法取得的重要工业原材料；电气化铁路的应用解决了陆地运输上的高速度、大运力、高陡度、无污染的运输手段，已取代蒸汽、内燃机车；各种家用电器的发明和技术进步，为人们学习、生活和工作的环境，饮食卫生，居住安全和舒适，仪表美观，文化生活的丰富等创造出空前优越的条件；通信、广播、影视等也都离不开电力。电能已经成为国民经济和居民生活不可缺少的要素。图 3 为 2010 年上海世博会国家电网公司馆夜景。

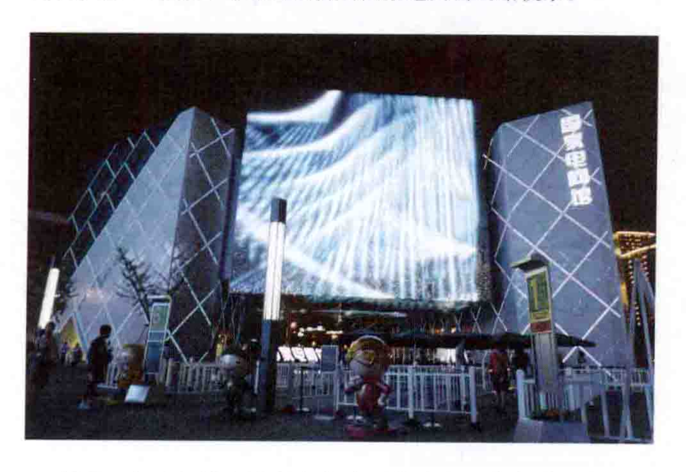


图 3　上海世博会国家电网公司馆夜景（沈新荣　摄）

2011 年部分国家人均年消费电量见表。

2011 年部分国家人均年消费电量（kW・h）

国　家	人均年消费电量	国　家	人均年消费电量
加拿大	16406	德　国	7083
瑞　典	14029	韩　国	10162
美　国	13227	英　国	5518
法　国	7318	俄罗斯	6533
日　本	7847	意大利	5939

资料来源：国际能源署《世界能源关键数据统计 2013》。

人类社会已经形成以电力为主要能源的庞大生产力。尽管新的一次能源不断涌现，在相当长的时期内以电作为能源是难以被替代的。这些新的一次能源在相当长的时期内也要像核能一样转换为电能才能被社会所利用。

电与社会关系　主要表现在社会公用性、发展依存性、反映敏感性、安全关联性等几个方面。

社会公用性　现代社会已进入电气化时代，电能成为社会必需品，一旦失去电源，社会生产无法进行，高速运行的社会流通领域无法运转，信息系统中断，居民的正常生活秩序难以维持。为此，世界各国通常都把电力事业作为公用事业，实行三项基本政策：①实行供电许可制；②销售价格由政府管制；③给予优惠的税赋、贷款待遇，以促其健康发展，满足社会需要。

发展依存性　电能消耗的增长以社会经济活动增长为基础，社会经济活动增长又以电能供应增长为条件，两者相互依存并显现出带有规律性的内在联系。一个国家或地区的产业、产品结构变化、生产技术的进步等，对两者依存关系有较大影响。一般来说，重工业产值比重增加，综合单位产品（产值）电耗增加，反之则减少，尤以单位产品（产值）电耗大的载能体进出口数量增减，对国家综合产值电耗影响最大。在一定时期内，社会电能消耗的增幅曾超前于社会国内生产总值（GDP）的增幅。这是由于：①能源在社会经济活动中的地位日益重要，而一次能源又受自然条件制约，开发条件日益苛刻，把一次能源转换为电能再应用，一般可以提高一次能源的综合利用效果，这是世界各国经济发展曾经有过的规律。如美国 1960～1982 年，单位工业产值耗电增加 10%，总能耗降低了 41%。②社会生产的上游产品，一般经历一个由农业原料到工业原料的过程，而工业原料又经历由天然矿石开采到工业合成的转变，也有一个耗电增加的过程，因而使用电的增长超前于产值的增长。另外，由于世界性传统能源日益枯竭的危机和人类社会环境保护的要求，可持续发展已受到全社会的广泛关注，促使能源特别是作为二次能源——电能的节约使用技术不断发展和推广应用。更由于社会单位产值中科技含量的比重日益增加而实物比重日益减少，因而在不同地区的不同经济发展阶段，单位产值电耗的下降因素日益显著。21 世纪伊始，世界各国对环境保护要求的日益关注，使得节能减排已成为一个国际热点问题，给电能的消耗带来显著影响。

为了分析社会电能消耗的增长与 GDP 增长的关系，世人常以前者与后者之比，即电力弹性系数，进行量化比较分析。20 世纪 80 年代以前，一些国家或地区，尽管个别年份电力弹性系数可能小于 1，但就一个较长时期考察，通常弹

性系数都是大于1的。1950～1976年几个主要国家的电力弹性系数，美国为1.9，苏联为1.3，英国为2.2，法国为1.45。进入80年代以后，很多国家都出现了电力弹性系数小于1的发展趋势。中国1949～1990年的41年中，工农业总产值年递增10.83%，而同期发电量年递增12.9%，电力弹性系数近似为1.19。1991～2010的20年间，发电量年均递增9.56%，电力弹性系数低于1，与国际上很多国家的发展趋势相似。

1949年中国的发电量为43亿kW·h，全社会用电量仅有34.6亿kW·h，当年工农业总产值466亿元（人民币），人均占有仅86元。农村地区很少有电，仅占全国耕地面积3.3%的水浇地也主要靠自流灌溉，电灌是少数；轻工业以纺织工业为支柱，其用电量占轻工业用电量的66%；重工业以采煤工业为支柱，煤炭工业用电占重工业用电的41%，工业的技术装备主要靠从英国、美国、法国等国进口；交通运输用电很少，铁路运输以蒸汽机车拖动；市政公用设施用电主要是少数大城市的上下水道、电车、商业、路灯和主要街道上居住的居民生活用电。用于居民生活的年用电量按全国人口平均，约为0.52kW·h。

经过60多年的经济建设，中国的全社会用电量（不含发电厂自用电和输变电损耗）以年平均大于12%的幅度增长，2010年达到41 999亿kW·h，为1949年的1214倍。2011年，中国人均用电量达到3483kW·h，超过了同期世界平均水平，但与发达国家相比，仍有很大差距。2011年美国人均用电量为13 227kW·h，日本为7847kW·h，俄罗斯为6533kW·h，都明显高于中国水平。

反映敏感性　由于电能的生产与使用处于瞬间相互平衡中，因而社会政治经济活动与用电水平紧密相连，用电的变化也同时从电力生产上反映出来。①不同用户的用电负荷有不同的用电时间特性。防暑降温和采暖用电都是季节性出现并随温度变化而变化；农业生产用电随季节和晴雨天气变化很大。旱期长，灌溉用电随时间递增，一旦降雨，用电陡降，如雨量过大，变为集中的排涝用电又陡增；一班制、两班制生产的工业企业用电常集中在白天和前夜，露天作业用电常因降雨而停止，昼间阴天又增加了室内照明用电；居民生活用电多集中在晚间，电炊用电多集中在饭前。②不同时间、不同用户的用电负荷叠加形成电力系统年、月、日的用电负荷高峰和低谷，要求电力生产必须随着用电负荷的变化及时调整发电出力和起停发电机组，否则将使电力系统运行频率偏移，电能质量下降，甚至影响电力系统的安全运行。与此同时，还要以不同方式促使用户进行用电负荷调整，尽量使用电负荷曲线趋于平稳。③社会政治经济形势的变化迅速在用电水平上得到反映。如在政治动荡、经济危机、罢工浪潮波及的地区，其用电量水平随之下降；反之，政局稳定、经济复苏、工人复工，其用电量水平也随之上升。因此，人们常把社会用电水平的变化看作是社会政治经济形势的“晴雨表”。

安全关联性　人的视觉不能直接发现电的存在，当管理或使用不当时，电对人身、设备会产生极大的危害；供电一旦中断又将造成生产中断，社会瘫痪，甚至造成人身伤亡、设备损坏，引起电气火灾，即使是短时间停电，也将给社会造成严重影响。电能的供电质量包括频率偏移、电压的偏移、谐波和供电可靠性等，直接影响用户的生产安全和效益，影响程度决定于用户的用电性质。与普通商品不同，电能的供电质量保证除依靠发电厂、电力调度和供电部门外，还与用户使用状况有关，使用不当也将造成供电质量下降。用户的用电功率因数影响电力系统电压质量；用电负荷中的冲击负荷、不对称负荷、非线性负荷均会造成电力系统电压偏移、波动、闪变和波形畸变；用户内部电气事故有可能造成电力系统供电可靠性降低；在电力供应不足实行配额供电的电力系统，用户大量超配额和不按时间用电，可能影响电力系统频率质量，甚至引起更大的危害。因此，电力系统安全与供电质量，要依靠电力企业和用户共同保证。这是电与其他产品最不同的社会特征。

展望　能源与人口、资源、环境这三大人类面临的问题息息相关，世界在发展，人口在增加，能源消费在增长。近百年来，煤炭，石油、天然气等可燃矿物燃料一直占能源总消费的90%以上，而其枯竭日期早晚要到来。多数矿物燃料在利用过程中会产生有害气体和废弃物，造成环境污染，是影响人类可持续发展的核心问题。在没有更好可替代能源的今天，高效利用现有能源、发掘利用可再生能源，是人类奋斗的目标。

世界各国的统计数据都可以证明，人均耗电的增加是人均综合能耗降低的重要因素。作为二次能源的电力，不但可以高效转化为各种实用能，而且可以充分利用各种分散的可再生能源发电后集中利用，可免去分散矿物燃料消费中更严重的环境污染。因此，提高电能在终端能源消费中的比重是节约能源总消费，减少环境污染的重要手段，也是世界各国奋斗的方向。

中国是世界上仅有的少数几个在能源消费中以煤炭消费为主的国家之一，截至2010年煤炭消费约占总能源消费的70%，较之前呈下降态势，在煤炭消费中仅有不到40%用来发电后再向社会提供，而发达国家则已达到80%～90%。因此，以电能替代其他能源在中国有着巨大的市场潜力，也是21世纪解决可持续发展的重要措施。

yongneng chanpin nengyuan xiaolü biaozhun

用能产品能源效率标准　(energy efficiency standards for energy-using products)　对用能产品的能源利用效率水平或在一定时间内的能源消耗水平进行规定的依据和准则。中国能效标准规定的主要是能效限定值，同时根据产品特性不同，有时也包括节能评价值、能效分等分级、超前能效指标等。

能效限定值　在规定测试条件下所允许的用能产品的最大耗电量或最低能效值。能效限定值是产品在能效领域的市场准入要求，否则不允许生产销售，是强制要求。

节能评价值　用能产品是否达到节能产品认证要求的评价指标，属于推荐性指标。达到或超过节能评价值的产品可申请国家节能产品认证，粘贴统一的节能标识，以此告知消费者该产品既节能，质量又好。

能效分等分级　根据耗电量和能源效率水平的高低将产品分为1、2、3、4、5级。(见节能产品认证)

超前能效指标　在标准发布3～5年后实施的能效限定值，是国际上普遍采用的一种指标。

中国的能效标准是强制的，即没有达到能效标准中能效限定值要求的用能产品是不合格产品，不允许生产和销售。

截至 2011 年，中国已颁布实施了近 40 项用能产品的能效标准，涉及工业设备、家用电器、照明器具和交通工具等方面。

youzhi gongcheng pingxuan

优质工程评选 （choose of high quality project）

中国国家建设主管部门或行业主管部门按照统一的标准，评定质量优良工程的工作。评选优质工程的目的是贯彻“百年大计、质量第一”的方针。电力建设行业评选优质工程是为了贯彻国家工程评优的有关规定，结合电力建设工程的特点，通过创优、评优，树立各个时期、各类型项目的样板工程，促进电力工程质量和建设质量管理水平提高的一项重要举措。电力建设行业最有影响的三个工程质量奖分别是国家优质工程奖（金质奖和银质奖）、中国建设工程鲁班奖和中国电力优质工程奖。

中国建设工程鲁班奖、国家优质工程奖是中国建筑、工程建设行业最高质量荣誉奖，其主要评选条件是：工程设计合理、先进；主体工程的施工质量按国家和部颁施工技术标准、规范进行了质量验评，达到优良标准，具有国内同类工程的先进水平，已经工程项目的批准单位（或其授权单位）按规定进行了全面验收。中国电力优质工程奖是中国电力建设行业工程质量的最高荣誉奖其评选条件是：工程设计合理、先进；投产并使用 1 年及以上且不超过 3 年的输变电工程、发电工程；工程已通过达标投产验收、质量评价验收；工程主要技术经济指标达国内同期、同类项目先进水平。

国家优质工程奖　1981 年经中国国务院批准设立的中国工程建设领域的国家级质量奖。国家优质工程以工程建设项目质量为评定对象，设金质奖、银质奖，每年评选一次，由国家工程建设质量奖审定委员会（简称审定委员会）负责评审工作，并颁发奖牌、奖状。国家优质工程奖是工程建设质量方面的最高荣誉奖励，评选范围涵盖建筑、铁路、公路、化工、冶金、电力等工程建设领域的各个行业，评定的内容涵盖从工程立项到竣工验收等形成工程质量的各个工程建设程序和环节，评定和奖励（颁发奖牌和奖状）的单位有建设、设计、监理、施工等参与工程建设的相关企业。长江葛洲坝水利枢纽大江截流工程获得 1981～1984 年国家优质工程金质奖。图 1 为 2010 年获得国家优质工程金质奖的华能海门电厂。



图 1　华能海门电厂（2010 年国家优质工程金质奖）

中国建设工程鲁班奖　简称鲁班奖，原名建筑工程鲁班奖，由原中国建筑业联合会于 1987 年设立。鲁班奖作为中国建筑行业工程质量的最高荣誉奖，每年颁奖一次（自 2010～2011 年度开始，每年评审一次，两年颁奖一次），授予创建出一流工程的企业。鲁班（公元前 507 年—公元前 444 年）在中国历史上被建筑工匠尊为祖师（木工匠开山鼻祖），是中国最早的创造发明家之一。



图 2　中国建设工程鲁班奖金像

中国建设工程鲁班奖的评选工作在住房和城乡建设部指导下由中国建筑业协会组织实施，其申报单位是申报工程的主要承建单位或完成建设安装工作量占 10%以上或超过 3000 万元的主要参建单位。鲁班奖公布后，将向获奖单位授予鲁班奖金像（见图 2）和荣誉证书。

中国电力优质工程奖　每年评选一次，由中国电力建设企业协会负责并组织实施，其申报单位可以是建设单位、总承包或主承建单位。在此基础上本着优中选优的原则，从中国电力优质工程奖的项目中推荐有代表性的项目申报国家优质工程奖和中国建设工程鲁班奖。

yure liyong jishu

余热利用技术 （technology of waste heat utilization）

回收生产工艺过程中排出的高于环境温度的热能，并加以重复利用的过程。余热又称为“废热”，指已经被使用过的剩余热能，可分为气态余热、液态余热和固态余热。低于环境温度的“废冷”也是一种“余热”资源，如液化天然气（liquefied natural gas，LNG）的冷能。

余热资源普遍存在于电力、钢铁、化工、石油、建材、轻工和食品等行业的生产过程中，充分利用余热资源是企业节能的主要内容之一。余热资源按其来源不同可分为烟气余热，产品和炉渣余热，冷却介质余热，可燃废气、废液和废料的余热，废汽废水余热，化学反应余热；按温度划分有高温余热（高于 500℃）、中温余热（200～500℃）和低温余热（低于 200℃的烟气及低于 100℃的液体）。

余热利用的方式主要是热利用和动力利用，具体途径有直接利用、多效蒸馏、吸收式制冷、热泵、低温余热发电等。

直接利用　将余热通过换热装置，得到热水等媒介，用于替代工艺用水、冬季供暖或者油罐加热与管线伴热。

多效蒸馏　蒸馏体系利用多塔蒸馏的多效原理改变各塔压力，使分馏过程的温度降低，进而使得低温热能作为蒸馏体系的热源得到充分利用，多用于化工过程节能。

吸收式制冷　采用热能（如低温余热），通过吸收器和发生器使制冷剂的低压蒸汽变为高压蒸汽的一种方法。吸收器和发生器的作用类似于一台压缩机。溴化锂吸收制冷是最常用的一种制冷方法，借助溴化锂水溶液在常温下吸收水蒸气、高温下又释放水分的特性，以水作制冷剂，使水在低压下蒸发吸热，达到制冷目的。

热泵　使热量从低温热源流向高温热源，达到制冷或采

暖的目的。(见热泵技术)

低温余热发电　将低温余热转变成电能或机械能，以提高能量利用灵活性。由于热源温度较低，循环热效率低，通常采用氨水等有机物为工质的有机工质朗肯循环（organic rankine cycle，ORC)，以提高循环效率。

火力发电厂的余热主要是锅炉排烟和电厂循环水带走的热量，同时还有锅炉排渣、锅炉定期排污、除氧器连续排空气、设备冷却等排放的热量。锅炉排烟余热利用主要采用低温烟气换热器加热汽轮机侧凝结水的方式回收利用；电厂循环水的余热主要采用热泵技术和低真空方式向热用户供热；锅炉排渣余热主要采用冷渣器加热汽轮机凝结水的方式回收利用。

见发电节能技术。

参考书目

王绍文，杨景玲，贾勃．冶金工业节能与余热利用技术指南．北京：冶金工业出版社，2010.

yufang yuanli

预防原理　(prevention principle)　通过有效的管理和技术手段，减少和防止人的不安全行为和物的不安全状态，从而使事故发生的概率降到最低的基本规律。安全生产管理工作应该做到预防为主，在可能发生人身伤害或健康损害、设备或设施损坏以及环境破坏的场合，事先采取措施，防止伤害或事故的发生。预防事故的根本在于危险辨识，进行危险性预测、风险评估，运用科学知识和手段，对工程项目、生产系统和作业中实际存在的危险及可能发生的事故及其严重程度，进行分析和推断，并做出安全性评价，作为制定措施的依据。安全管理工作中广泛应用的定期或不定期安全检查、安全性评价活动、反事故措施和安全技术与劳动保护措施计划管理（即“两措计划”管理)、危险点分析及预控、安全风险管理等管理措施，都是预防原理在安全工作中的典型应用；本质安全化是安全管理预防原理的根本体现，也是安全管理的最高境界，虽然很难达到，但是应该坚持这一原则。预防原理与系统原理、人本原理、强制原理等一起构成安全生产管理的基本原理。预防原理的运用原则主要有偶然损失原则、因果关系原则、3E原则、本质安全化原则等。

偶然损失原则　事故所产生的后果（人员伤亡、健康损害、物质损失等)，以及后果的严重程度，都是随机的，是难以预测的。反复发生的同类事故，并不一定产生相同的后果。根据事故损失的偶然性，无论事故是否造成了损失，无论事故损失的大小，都必须做好预防工作。

因果关系原则　事故的发生是许多因素互为因果连续发生的最终结果。一个因素是前一因素的结果，同时又是后一因素的原因，环环相扣，导致事故的发生。事故的因果关系决定了事故发生的必然性，只要诱发事故的因素存在，发生事故是必然的。掌握事故的因果关系，消除事故因素，就能预防事故的发生。

3E原则　造成人的不安全行为和物的不安全状态的原因可归结为技术原因、教育原因、身体和态度原因以及管理原因四个方面。针对这四个方面的原因，可以采取工程技术（engineering）对策、教育（education）对策和法制（enforcement）对策，即所谓的3E原则。通过运用3E原则，可有效预防事故发生。

本质安全化原则　从一开始和从本质上实现了安全化，从根本上消除事故发生的可能性，从而达到预防事故发生的目的。本质安全化原则不仅应用于设备、设施，还可以应用于建设项目。

yuanjian kekaoxing

元件可靠性　(component reliability)　元件在给定的运行条件下和在规定的时间区间内充分执行其预期功能的能力。在可靠性管理中元件是指在可靠性统计、分析、评估中不需要再细化的，视为整体的一组器件或设备的统称。

元件的可靠性研究主要包括定义元件可靠性参数，建立元件可靠性模型和确定元件可靠性参数的估计方法三项内容。因电力系统大多数元件属于贵重设备，为经济起见，常采用元件长期运行记录的可靠性数据，经过数理统计分析后得到其可靠性估计值，而非通过多次破坏性或损伤性的试验来获取。

yuangong guanxi guanli

员工关系管理　(employee relationship management)　各级管理人员和人力资源职能管理人员，通过拟订和实施各项人力资源政策和管理行为，以及其他的管理沟通手段调节企业和员工、员工与员工之间的相互联系和影响的活动。其主要职责是协调员工与管理者、员工与员工之间的关系，引导建立积极向上的工作环境，是人力资源管理的内容之一。

员工关系管理的内容涉及整个企业文化和人力资源管理体系的构建，包括企业愿景和价值观的确立，内部沟通渠道的建设和应用，组织的设计和调整，人力资源政策的制定和实施等。所有涉及的企业与员工、员工与员工之间联系和影响方面的内容，都是员工关系管理体系的内容。

从管理职责来看，员工关系管理主要包括劳动关系管理、员工纪律管理、员工人际关系管理、沟通管理、员工绩效管理、员工情况管理、企业文化建设、服务与支持及员工关系管理培训等9个方面。

劳动关系管理　劳动争议处理，员工上岗、离岗面谈及手续办理，员工申诉、人事纠纷和意外事件处理。

员工纪律管理　引导员工遵守企业的各项规章制度、劳动纪律，提高员工的组织纪律性，在某种程度上对员工行为规范起约束作用。

员工人际关系管理　引导员工建立良好的工作关系，创建利于员工建立正式人际关系的环境。

沟通管理　保证沟通渠道的畅通，引导企业上下级的双向沟通，完善员工建议制度。

员工绩效管理　制定科学的考评标准和体系，执行合理的考评程序，使考评工作既能真实反映员工的工作成绩，又能促进员工工作积极性的发挥。(见绩效管理)

员工情况管理　组织员工心态、满意度调查，谣言、怠工的预防、检测及处理，解决员工关心的问题。

企业文化建设　建设积极有效、健康向上的企业文化，引导员工价值观，维护企业的良好形象。

服务与支持　为员工提供有关国家法律、法规、企业政策及个人身心等方面的咨询服务，协助员工平衡工作与

生活。

员工关系管理培训　组织员工进行人际交往、沟通技巧等方面的培训。

Yunnan Sheng dianli gongye

云南省电力工业　(electric power industry in Yunnan Province)　云南省地处中国西南部，北部和东部与西藏、四川、贵州、广西四省（区）相邻，西部和南部与缅甸、老挝、越南三国接壤，面积 39.4 万 km^2。2012 年末常住人口 4659 万人。云南省有大小河流 600 多条，分属伊洛瓦底江、怒江、澜沧江、金沙江、红河、珠江等 6 大水系，水能资源蕴藏量 1.04 亿 kW，可开发水电装机容量超过 9000 万 kW，其中澜沧江中下游河段计划按 8 级开发，规划建设装机容量超过 1640 万 kW，是中国十三大水电基地之一。煤炭资源主要分布于滇东北和滇南地区，远景储量 700 多亿 t，保有储量 280 多亿 t。

云南省电力工业始于 1910 年。该年云南省商会集股开办耀龙电灯公司，在滇池出水道螳螂川上段兴建了中国大陆第一座水电站——2×240kW 石龙坝水电站，1912 年 5 月建成发电，长度 32km 的电站到昆明的 23kV 输电线路与电站同步建设。1914 年滇南蒙自县商人创办蒙自大光电灯公司，1916 年建成火力发电厂（1×88kW）。至 1949 年底，云南省发电装机容量 1.45 万 kW（火电 0.95 万 kW，水电 0.50 万 kW），年发电量 5100 万 kW·h，共有 22～23kV 输电线路 187.8km。

1949 年以后，云南省电力工业蓬勃发展。1952 年起，先后兴建了开远、昆明等中型火电厂和六郎洞、以礼河等大中型水电站；至 1979 年省内 118 个有小水电资源的县均建有水电站，全省实现县县通电。1954 年昆明建成第一条 35kV 输电线路，1956 年开远建成第一条 110kV 输电线路，1966 年云南省第一个 220kV 输变电工程——宣（威）昆（明）输电线和昆明普吉枢纽变电站建成投产。1978 年以来，云南省电力工业开始从小机组、小电厂、小电网向大机组、大电厂、大电网的跨越。2000 年以后，云南省大力推进水电基地、“西电东送”基地建设和大电网建设，着力调整电源结构，电力工业进入快速发展期。

电源建设　1982 年，云南省发电装机容量为 171.8 万 kW（水电 114.8 万 kW，火电 57 万 kW），年发电量 62.03 亿 kW·h。1983～1992 年，云南建成了该省第一个大型火电厂——装机容量 60 万 kW 的小龙潭发电厂。1991 年 12 月建成投产的鲁布革水电站（4×15 万 kW）是中国首次引进世界银行贷款，电站主设备和部分主体工程实行国际招投标的大型水电建设工程。1995 年 6 月建成投产的漫湾水电站（5× 25 万 kW）是中央与省合资建设的百万千瓦级大型水电站。

云南省率先实行国内企业集团跨行业投资建设大型电站，其中大朝山水电站（6×22.5 万 kW）于 1993 年开工建设，1996 年 11 月截流工程正式开工，实现了澜沧江中下游继漫湾电站后的梯级连续开发。云南省与国家及广东省合资建设的曲靖电厂一期工程（2×30 万 kW）1 号机组于 1997 年 12 月并网发电，为该省第一台 30 万 kW 火力发电机组。

2000 年以后，云南省提出了“调整电源结构，大力开发水电，优化发展火电”的电力发展方针。2001 年云南澜沧江水电开发有限公司成立，大朝山水电站首台机组发电。2003 年，云南省发电装机容量突破 1000 万 kW。2007 年，云南省火电装机容量突破 1000 万 kW；全部发电装机容量中，水电占 54.51%，发电量中水电占 47.65%。2009 年 5 月景洪水电站（5×35 万 kW）5 台机组全部建成投产；2009 年 9 月创下当时世界第一高双曲拱坝（294.5m）的小湾水电站（6×70 万 kW）首台机组投产运行；2011 年 11 月，云南省“十二五”首座大型水电站——功果桥水电站（4×22.5 万 kW）首台机组投产发电。至 2011 年底云南省已建成大中型水电站装机容量超过 2000 万 kW。云南省在建的大型水电站还有 2005 年 12 月开工建设的世界第三大水电站——溪洛渡水电站（18×77 万 kW，位于与四川交界的金沙江上），2006 年开工建设的中国第三大水电站——向家坝水电站（8×80 万 kW，位于与四川交界的金沙江下游），以及第四大水电站糯扎渡水电站（9×65 万 kW）等。糯扎渡水电站大坝如图 1 所示。

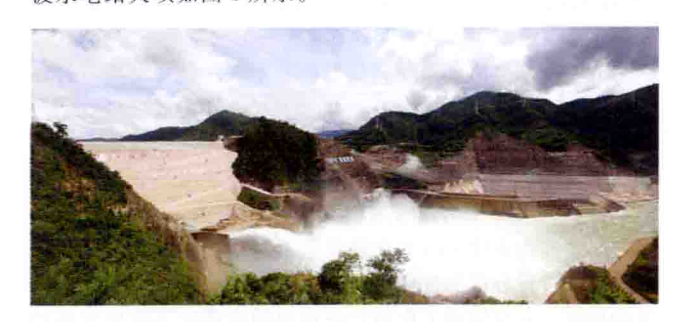


图 1　糯扎渡水电站大坝（中国华能集团公司　提供）

至 2012 年末，云南省发电装机容量为 4790.47 万 kW，其中水电装机容量 3277.91 万 kW（占 68.43%），火电装机容量 1329.56 万 kW，风电装机容量 180 万 kW；年发电量 1748 亿 kW·h，其中水电发电量 1240 亿 kW·h（占 69.51%），火电 480 亿 kW·h，风电发电量 28 亿 kW·h。

电网建设　1978 年以前，云南电网结构薄弱，覆盖面小，稳定性差。1978 年以后，云南省不断加强电网建设，提高电网等级，推进“西电东送”、“云电外送”步伐。1982 年云南省已初步形成以 110～220kV 为主干网架的电网。“八五”（1991～1995 年）期间，云南省实现了最高电压等级由 220kV 向 500kV 等级的跨越，中国第一个全线高海拔的漫湾—昆明 500kV 输变电工程Ⅰ回线路于 1993 年 6 月建成投运，500kV 草铺变电站同时建成投运。1993 年 8 月云南电网开始向东部沿海广东省输送丰水期电能，当年送电规模为 5.4 亿 kW·h，使云南成为全国第一个实现“西电东送”的省份。至 2002 年底，云南省有 500kV 变电站 3 座，线路 11 条，总长 1205.9km；220kV 变电站 30 座，线路 88 条，总长 4383.0km；110kV 变电站 193 座，线路 380 条，总长 9679.2km。

2005 年启动了中国首个特高压直流输电工程项目——云南—广东±800kV 特高压直流输电工程，2010 年 6 月该工程竣工投产，成为世界上第一个正式投运的±800kV 直流输电工程。至 2012 年底，云南电网有 500kV 变电站 18 座，线路 6894.8km；220kV 变电站 101 座，线路 12 010.6km；

110kV 变电站 253 座，线路 12 503.9km。2013 年云南电网主接线图如图 2 所示。

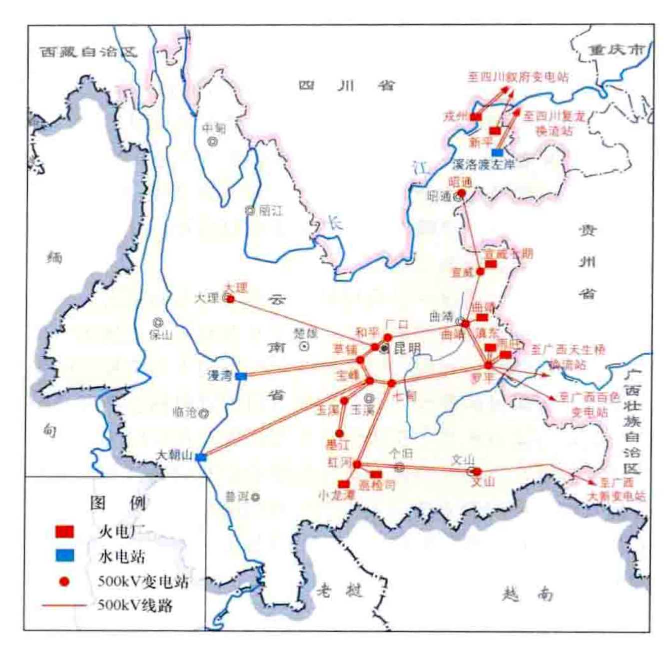


图 2　云南电网主接线图（国家电力调度控制中心　提供）

用电状况　1978 年以前，云南省经济社会发展水平较低，对电力的需求也较低。1978 年以后，云南省经济社会发展加快，对电力的需求大增。1990 年云南省人均用电量 309kW·h，1995 年上升至 576kW·h，2000 年达753kW·h，2006 年达 1687kW·h。1990 年，云南省用电量 115.4 亿 kW·h，其中农业用电量 9.2 亿 kW·h，占总用电量 7.95%；工业用电量 90.6 亿 kW·h，占总用电量 78.47%；市政生活用电量 10.1 亿 kW·h，占总用电量 8.77%。

2000～2006 年云南工业电力消费量从 219.51 亿 kW·h 上升至 506.91 亿 kW·h，其中轻工业从 48.62 亿 kW·h 下降至 23.63 亿 kW·h，所占工业电力消费量的比重从 2000 年的 22.15%下降至 2006 年的 4.66%，重工业从 170.89 亿 kW·h 上升至 483.27 亿 kW·h，所占比重从 77.85%上升至 95.43%。2010 年，云南省全社会用电量 1004 亿 kW·h，2012 年云南省全社会用电量为 1315.86 亿 kW·h，其中第一产业用电量 11.07 亿 kW·h，第二产业用电量 1047.84 亿 kW·h，第三产业用电量 107.71 亿 kW·h，居民生活用电量 149.25 亿 kW·h。

电力体制　1950 年 7 月，云南省电业管理局成立，统一管理云南省电力工业。随着中央管理电力工业的行政机构的变化，1951 年 10 月～1979 年 1 月，先后改称西南电业管理局云南电业局、西南电业管理局昆明电业局、云南省水利电力局、云南省水利电力厅、水利电力部云南电业管理局等。1979 年 1 月改为云南省电力工业局，1980 年 2 月改为云南省电力工业厅，1981 年 10 月改回云南省电力工业局。

1993 年 12 月 8 日，云南省电力公司正式成立，与云南省电力工业局实行一套机构、两块牌子的管理体制。1998 年 10 月 28 日，云南省电力公司正式改制为云南电力集团有限公司。2002 年 2 月，云南省电力工业局正式撤销。

2002 年电力体制改革后，云南电力集团有限公司进行了重组，向中国华能集团公司、中国国电集团公司、中国华电集团公司、中国南方电网有限责任公司移交了直属、参控股的 13 家发电企业的所有资产。到 2003 年云南形成了以中国华能集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司等发电集团为主的电能运营及开发商，以云南电力集团为主的省内输配销电网运营商，以地方电力企业作为补充的电力产业新格局。2004 年 11 月，云南电力集团有限公司正式更名为云南电网公司，隶属于中国南方电网有限责任公司，负责云南电网的统一规划、统一建设、统一管理和统一调度。

云南电网公司是云南省域电网营运和交易的主体，2010 年完成售电量 1176.36 亿 kW·h，其中省内售电量 797.87 亿 kW·h，西电东送电量 322.59 亿 kW·h，对越南送电 55.29 亿 kW·h，对老挝送电 0.6 亿 kW·h。

云南省主要的地方电力企业包括云南省电力投资有限公司、云南滇能（集团）控股公司等。云南省电力投资有限公司的前身云南地方电力投资有限公司于 2004 年 8 月正式成立，2006 年 1 月更名。至 2011 年底拥有 3 家子公司，6 家控股公司，4 家参股公司，其中子公司包括云南电投新能源开发有限公司、云南电投实业有限公司、云南电投对外能源合作开发有限公司。云南省电力投资有限公司投产、在建、拟建电力装机规模 350 万 kW。2012 年 1 月，云南省以云南省投资控股集团有限公司所属企业——云南省电力投资有限公司为基础，以集团公司全部电力及有关股权资产出资组建云南能源投资集团有限公司，其注册资本金 101.89 亿元，总资产 185.86 亿元。

云南滇能（集团）控股公司成立于 1997 年 12 月，由云南电力集团有限公司及 38 家集体企业和职工持股共同出资组建，注册资本金 10.6 亿元，是云南省内重要的中小水电开发、运营单位。2011 年 12 月，该公司被中电投云南国际电力投资公司收购。

yunxing zhuangtai

运行状态　(state in service; in-service state)　元件或系统处于工作状态或者电力系统元件与系统连接并处于带电的可用状态。运行状态是外部环境和元件（系统）自身均处于能执行规定功能的状态，不考虑其投入工作时是否能够达到设计时的性能要求。对于电力系统，运行状态是指元件与系统连接并处于带电的可用状态。电力系统运行状态有稳态和暂态两种。稳态指系统运行参量持续在某一平均值附近变化，变化很小；暂态指系统受到扰动时运行参量将发生很大的变化。暂态过程包括机电暂态和电磁暂态两种。机电暂态指电力系统中的转动元件，如发电机和电动机由于机械转矩和电磁转矩（或功率）之间的不平衡而引起的机电过程。电磁暂态指变压器、输电线等元件不牵涉角位移、角速度等机械量的电磁过程。



zaosheng wuran kongzhi

噪声污染控制 (noise pollution control) 对于扰人们生活、学习、工作，使人厌烦的声音或声振动进行控制的活动。噪声属于物理性污染，是具有一定能量的无形污染。噪声可以分为空气动力性噪声、机械性噪声和电磁性可听噪声等。控制噪声使其达到法规标准最基本的要求，控制方法主要包括噪声源控制和噪声传播途径控制。

空气动力性噪声是高速气流、不稳定气流中由于涡流或压力的突变引起气体的振动而产生的，如风机、空气压缩机、燃气轮机、汽轮机、锅炉排汽等产生的噪声；机械性噪声是在撞击、摩擦和交变的机械力作用下部件发生振动而产生的噪声，如磨煤机、泵等噪声；电磁性可听噪声是在交变磁场作用下，铁磁性材料磁致伸缩引起电气部件振动而产生的噪声，如电动机、变压器等电工设备的低频噪声。此外还有线路产生的电晕可听噪声。



噪声源控制的主要手段是通过改进风机、水泵、发电机等设备的结构参数，同时提高设备的安装精度，避免设备在工作状态下产生结构共振，减小撞击及振动量，从而减少噪声的产出。噪声传播途径控制是通过吸声、消声、隔声等措施使噪声在传播的过程中得到衰减或阻隔，包括利用隔声罩并在进出风口配置消声器来降低噪声等。

见火电环境保护。

zhaopin peizhi guanli

招聘配置管理 (recruitment and disposition management) 企业为了发展需要，根据人力资源规划和工作分析的要求，寻找和吸引有能力又有兴趣到本企业任职的人员，并从中选出适宜人员予以录用，进而分配到特定工作岗位的活动。招聘配置管理是人力资源管理的内容之一，一般由企业的人事部门或者人力资源管理部门负责，大致可分为招聘管理和配置管理两个方面。

招聘管理　包括提出用人需求、进行招聘准备、选择招聘渠道、初步筛选、甄试及录用并签署劳动合同等环节。①提出用人需求，即各部门根据用人需求计划，由部门主管报上级主管领导批准后，交人力资源部，并由其统一组织招聘的过程。②进行招聘准备，即人力资源部根据招聘需求，准备招聘信息、宣传资料等材料的过程。③选择招聘渠道，即在考虑成本、效率等条件因素下，选择最为合理高效的招聘方法，主要渠道有人才交流会、人才交流中心、刊登报纸广告等。④初步筛选，即人力资源部对应聘人员资料进行整理、分类，定期交给各主管经理。主管经理根据资料对应聘人员进行初步筛选，确定面试人选，填写面试通知。⑤甄试，一般分为初试和复试两个阶段，主要形式包括笔试、面试、背景审查等，一般由企业分管领导主持，也可委托他人主持，人力资源部负责具体工作。⑥录用并签署劳动合同，即对于符合条件的应聘者，及时发送录用通知，并在一定期限内签署劳动合同的过程。

配置管理　通过科学合理的方法实现员工的能力与岗位相匹配，实现人与人协调合作，充分开发利用员工潜力，促进组织目标实现的过程。配置管理可以分为人力资源空间配置和人力资源时间配置。人力资源空间配置包括企业劳动分工、企业劳动协作及工作地的组织等内容，包括以人员为标准进行配置、以岗位为标准进行配置和以双向选择为标准进行配置等三种配置方法。人力资源时间配置则是指通过科学安排员工工作时间，提高企业设备及员工工作效率，降低企业成本。

Zhejiang Sheng dianli gongye

浙江省电力工业 (electric power industry in Zhejiang Province) 浙江省位于中国长江三角洲南翼，东濒东海，南接福建省，西与江西、安徽两省毗连，北与上海市、江苏省相邻。土地面积 10.18 万 km^2，2012 年常住人口约 5477 万人。

浙江省电力工业始于 1896 年。该年，杭州世经缫丝厂自备发电机发电。1897 年，杭州、宁波两市的有识之士集资办电。1912 年开始，温州、绍兴、吴兴等大中城市竞相办电，向周围的工厂、商店、居民供电。到 1936 年，浙江省有 56 个市、县共有中小型火电厂 110 座，装机总容量 29 829kW，年发电量 5056 万 kW·h。1937～1945 年抗日战争期间，浙江省的大部分电厂惨遭破坏。至 1949 底，浙江省发电装机总容量 33 149kW，年发电量 5937 万 kW·h。

20 世纪 50 年代，浙江省建设新安江水电站，装机容量为 66.25 万 kW；后又建设富春江水电站，装机容量 29.7 万 kW；同时又建设乌溪江水电站，装机容量 30 万 kW。到 1957 年底，浙江省 500kW 及以上发电设备容量增至 7.2 万 kW。1958～1965 年，浙江省建成黄坛口、百丈漈等水电站，扩建和新建闸口、湖州、东屿、半山等火电厂。到 1965 年发电量已达 21.21 亿 kW·h。浙江省第一条从新安江经杭州到上海的 220kV 输电线路和第一座 220kV 杭州变电站，于 1960 年建成投运，电力送往上海，成为当时华东电网的一个组成部分。这一时期，浙西、杭州、嘉兴、绍兴、温州等地区初步发展 110kV 电网。1966～1976 年期间，浙江省在水能资源丰富的山区、半山区建设小型水电站和扩建半山发电厂 2 台 5 万 kW 机组，新建装机容量为 7.5 万 kW 的梅溪发电厂，实现上海—杭州—常州的 220kV 环网。从 1971 年起，浙江省由电力输出省变为输入省，常年缺电 10 万～20 万 kW。

电源建设　“八五”期间（1991～1995 年），浙江省电力工业从以水电建设为主向以建设大型港口火电厂为主的方

向转移。到1998年6月，镇海、台州、温州、北仑、嘉兴等大港口电厂，已建装机总容量达451万kW，并入华东电网，使浙江省的大型火电机组发展到60万kW级。1991年底，秦山核电厂一期工程首台30万kW压水堆核电机组并网发电。1994年底成立了浙江风力发电有限公司，先后开发了苍南鹤顶山（0.9万kW）、临海括苍山（1.98万kW）风力发电场，使浙江省的风力发电走上规范建设、规模发展的道路。“八五”期间（1991～1995年），浙江省新增发电装机容量400.71万kW；新增110kV及以上变电设备容量1023.90万kV·A，新建110kV及以上输电线路2688.81km。

1996年底，浙江省实现所有行政村的村村通电。1997年底，累计建成大电网供电的电气化县40个。至1997年，浙江省6000kW及以上电厂装机容量首次超过1000万kW；装机容量为300万kW的北仑发电厂建成发电，成为当时中国大陆最大的火力发电厂。2000年底，华东电网首家装机容量为6台30万kW的天荒坪抽水蓄能电站全部投产。“九五”期间（1996～2000年），浙江省6000kW及以上电厂新增发电装机容量740.94万kW，其中火电装机容量493.60万kW，水电装机容量244.35万kW。

“十五”期间（2001～2005年），秦山核电二期工程2台60万kW、三期工程2台70万kW机组相继投产，装机总容量增至306.6万kW。与秦山核电二、三期工程配套建设的桐柏抽水蓄能电站首台30万kW机组同步建成并网发电。杭州半山发电厂3台39万kW燃气蒸汽联合循环发电机组投产发电，使其装机容量增至153.50万kW，成为中国最大的超百万千瓦级燃气电厂和杭州市的保安电源，见图1。2005年底，宁海发电厂60万kW 2号机组投产，成为中国发电设备容量突破5亿kW的标志。至2012年底，浙江省统调装机容量4049万kW，其中火电3852万kW，占95.14%；核电32万kW，占0.79%；水电165万kW，占4.07%。非统调装机容量759.4万kW；华东直调电厂装机容量828.3万kW。2012年，浙江省发电量6164亿kW·h，其中水电发电量984亿kW·h，火电发电量4705亿kW·h，核电发电量433亿kW·h，风电发电量40亿kW·h，太阳能发电量1.2亿kW·h。



图1 杭州半山发电厂

电网建设 “九五”期间（1996～2000年），华东电网第一座500kV综合自动化变电站——金华500kV双龙变电站竣工投运。2003～2005年，相继建成500kV乔司、涌潮、富阳、凤仪、丹溪、瓯海、南雁、天一、河姆、宁海、王店、塘岭、含山13座变电站，新增变电容量2050.90万kV·A，浙江省11个地区（市）中8个分别建有1～4座500kV变电站。

“十一五”期间（2006～2010年），华东第一高坝滩坑水电站3台20万kW机组并网发电。浙江境内第一个特高压输电工程（向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程）建成。

至2012年，浙江省拥有110kV及以上输电线路41474km；110kV及以上变电站1358座，总容量25872万kV·A。其中500kV输电线路7019km；500kV变电站33座，总容量7025万kV·A。基本建成500kV主网架、220kV呈17个分区运行，110kV及以下电网实现完全分层分区的浙江电网。2013年浙江电网主接线图如图2所示。

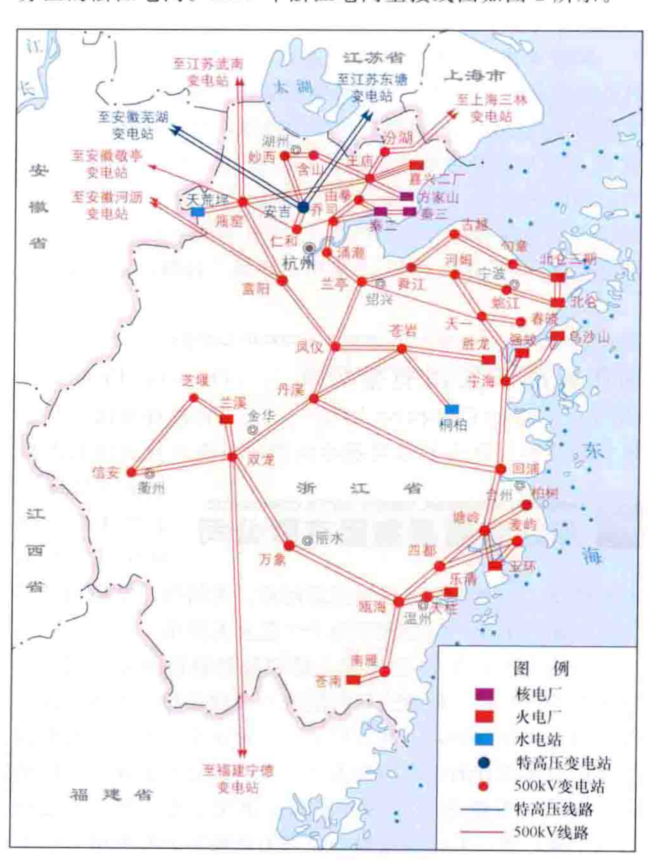


图2 浙江电网主接线图（国家电力调度控制中心 提供）

用电状况 1949年浙江省全社会用电量3901万kW·h。2000年浙江省全社会用电量738.05亿kW·h。2010年浙江省全社会用电量达到2821亿kW·h，年均增长11.4%；统调最高用电负荷突破4200万kW，年均增长15.7%。2012年，浙江省全社会用电量3210.55亿kW·h，居全国各省（区、市）第4位。其中，第一产业用电量达21.09亿kW·h，第二产业用电量达2448.75亿kW·h，第三产业用电量达348.81亿kW·h，城乡居民生活用电量达391.9亿kW·h，统调最高（用电）负荷5174万kW。

电力体制 1952年底，浙江省电力工业厅电业管理局

成立。1958年，浙江省电力工业厅成立。1959年，浙江省电力工业厅与浙江省水利厅合并成立浙江省水利电力厅，下设电业管理局。1960年浙江电网形成后，浙江省电业管理局于1962年成立。"文化大革命"期间，浙江省电业管理局与浙江省水电厅合并为浙江省水利电力局。1977年水利、电力分制，浙江省电力局成立。1979年改名为浙江省电力工业局。1990年3月23日，在浙江省电力工业局的基础上成立了浙江省电力公司，成为独立的经济实体；分别行使部属企业职能和浙江省政府管电职能，实行一套机构、两块牌子。1998年初，浙江省电力公司被国家电力公司确定为"厂网分开，竞价上网"的改革试点单位。同年5月，实施了北仑电厂改制，调整了乌溪江水电站资产结构。1999～2000年初，浙江省电力公司所属北仑、嘉兴、镇海、台州、温州、半山、钱清、长兴等发电厂均改组为发电有限责任公司或电力股份有限公司；并启动浙江发电市场，为电力工业市场化进行了有益的探索。2001年，组建了浙江省能源集团有限公司。

2002年电力体制改革后，浙江省电力公司成为国家电网公司的全资子公司。除紧水滩水电站及在建的桐柏抽水蓄能电站用作浙江电网调频、调峰填谷外，浙江省电力公司所属22家发电企业划属给各发电集团公司，并完成对舟山电力公司的代管及79个县（区）供电局（所）的管辖。至2012年，浙江省电力公司拥有11家市级供电企业、64家县供电企业，1家水电站和12家电力建设、科研、培训单位。

Zhejiang Sheng Nengyuan Jituan Youxian Gongsi

浙江省能源集团有限公司 （Zhejiang Provincial Energy Group Company Ltd.） 简称浙能集团。2001年5月经浙江省人民政府批准组建的省级能源类国有大型企业（总部位于浙江省杭州市），主要从事电源建设、电力生产、煤炭流通经营、天然气开发利用和能源服务业等工作，注册资本为100亿元人民币。



ZHEJIANG PROVINCIAL ENERGY GROUP COMPANY LTD.
浙江省能源集团有限公司

浙能集团共设10部1室1处和煤炭及运输分公司、可再生能源分公司、科技工程与服务产业分公司、天然气石油分公司等4个分公司。共有控股、管理企业166家，其中浙能集团直接管理的全资、控股（含参股代管）企业（项目单位）64家，发电企业26家；投资金融类企业2家、房地产公司1家；浙江东南发电股份公司为浙能集团控股的B股上市公司。

截至2012年底，浙能集团资产总额达到1242.63亿元，全年实现利润73.89亿元，资产负债率52.84%。总资产位列浙江省属国有企业第二，净资产和利润均居浙江省属国有企业第一，发电装机容量位列全国第十。2012年位列中国企业500强第177位，中国企业效益200佳第80位。

2012年浙能集团控股管理装机容量达到2245.25万kW，全年完成发电量1136.4亿kW·h。控股管理电厂平均标准供电煤耗310.8g/(kW·h)，同比下降2.4g/(kW·h)。厂用电率5.01%，同比下降0.05个百分点；机组平均发电利用小时5588h。

电力主业　2012年，浙能集团控股管理发电装机容量及年发电量分别比成立之初增长了4.86倍、3.77倍。60万kW及以上装机占煤机总容量的66%，超超临界机组比例达到18%。

煤炭产业　2012年，煤炭年销售量4712.5万t，比集团成立之初增长了1.27倍。通过与安徽、山西、内蒙古等地的合作，控制煤炭资源42亿t，新疆、内蒙古鄂尔多斯等地获得煤炭资源预配置；码头年吞吐量将达到8700万t；海运能力超过50万t，煤炭生产、储备、中转、运输产业链逐步完善。

天然气产业　2012年天然气销售量达43.16亿m^3（含代输），占浙江省管道天然气的94%。管理省级天然气管网587km，在建747km，使浙江省超过250万户居民用上清洁高效的天然气。天然气下游市场开发有力推进，组建城市燃气公司12家。

可再生能源产业　继浙江省五大百亿工程"百亿帮扶致富建设工程"的滩坑水电站全部建成投产后，清洁能源项目洞头风电并网发电，龙泉生物质发电项目于2013年3月动工。可再生能源产业逐步形成建设与收购并重，水电和风电共同发展的模式。

能源服务业　环保产业完成脱硫工程建设近2000万kW，加快实施电厂脱硝工程；建材产业加快省外布点，年处理固废量700万t；物流产业初步形成境外—保税区—内地物流网络渠道。

浙能集团成立以来实现利润总额435亿元，为浙江省提供电力8904亿kW·h，约占全省统调发电量的53%；采购煤炭3.8亿t，约占全省电煤需求量的40%；供应天然气141.27亿m^3，占全省销售量的97%以上。

zhengtao qidong tiaoshi he shiyunxing

整套起动调试和试运行 （test and trial operation of thermal power plant） 对已安装的整套发电机组进行起动、调整试验和试运行，以达到满负荷试运移交生产要求的过程。整套起动调试和试运行应具备的条件包括：①建筑、安装工程已验收合格，满足试运行要求；②设备分部试运行、调试和整定项目已完成，验收签证完毕；③所有参加整套起动调试和试运行的设备和系统均已满足试运行要求；④配套送出的输变电工程已满足送出要求；⑤满足电网调度提出的并网要求；⑥各项试运行准备工作已完成；⑦质监中心站已进行监督检查并同意进入整套起动调试和试运行阶段；⑧试运指挥部及有关人员已全部到位，职责分工明确；⑨生产单位已做好各项运行准备；⑩整套起动计划、方案及措施已经试运总指挥批准；⑪已召开第一次起动委员会会议，并做出了准予进入整套起动调试和试运行阶段的决定。

调试项目　一般分为空负荷调试、带负荷调试和满负荷试运行三个阶段。水电机组在空负荷调试前，要先进行机组充水试验。以火电工程为例，空负荷调试应完成的基本调试项目包括：①按起动曲线开机；②机组轴系振动监测；③调节、保安系统有关参数的调试和整定；④电气试验；⑤并网带初负荷；⑥超速试验。带负荷调试应完成的主要调试项目有：①辅助系统（火电工程的制粉系统和燃烧系统等）初调整；②汽水品质调试；③投入和试验各种保护及自动装置；④厂用电切换试验；⑤主汽门严密性试验；⑥真空严密性试

验；⑦负荷变动试验；⑧甩负荷试验等；⑨完成自动快减负荷（RB）试验。满负荷试运行条件是：①发电机保持铭牌额定功率值；②燃煤锅炉断油；③高压加热器全投；④投入电除尘器；⑤汽水品质合格；⑥投入热控自动装置且调节品质基本达到设计要求；⑦环保设施应随机组试运同步投入。

试运行时间　30万kW及以上火电机组连续完成168h满负荷试运行，30万kW以下火电机组分72h和24h两个阶段完成满负荷试运行后，由总指挥请示起动验收委员会主任委员同意，即可宣布满负荷试运行结束，并由质监中心站进行质量评价，召开起动验收委员会会议，办理移交生产单位的签字手续。

水电机组带额定负荷连续完成72h试运行，即具备向生产单位移交条件。合同规定30天考核试运行的机组，30天考核试运期后，即可签署机组设备初步验收证书，移交生产单位管理，投入商业运行。

风电机组安装工程分部试运行完成后进行试运行，试运行时间依据风电机组制造商的规定，但不应少于240h。试运行通过后，即可签署机组预验收证书，移交生产单位管理。

送变电工程连续带电试运行时间不少于24h，试运结束后由起动验收委员会办理起动竣工验收证书，工程移交生产运行单位负责运行管理。

见工程施工、生产准备、性能考核试验。

zhishi chanquan

知识产权　（intellectual property）　人类智力劳动成果所有权。它是依照各国法律，赋予符合条件的著作者、发明者或成果拥有者在一定期限内享有的独占权利，具有独占性（又称垄断性、专有性）、地域性、时间性的特征，是一种无形资产权，包括工业产权和著作权（版权）。知识产权保护是科技成果管理的一项重要工作。

工业产权　包括专利权、商标权以及制止不正当竞争行为等。

专利权　国家授权专利管理机构（在中国为中国知识产权局专利局）对申请人提出的专利申请，依据专利法规的有关规定审查合格后，向专利申请人授予在规定时间内对其专利申请涉及的发明创造拥有的专有权。

1474年3月19日，威尼斯共和国颁布了《发明人法规》，这是世界上最早的专利成文法。1624年，英国颁布的《垄断法》，在欧美国家产生的影响大大超过威尼斯专利法，被认为是世界上第一部正式而完整的专利法。此后，美国在1790年，俄国在1812年，巴西、印度在1859年，加拿大在1869年，日本在1885年，均先后颁布了本国的专利法。世界上绝大多数国家都颁布施行了本国的专利法。依照其本国法律，专利权人可对其发明创造享有独占权利。

相关国际条约主要有《保护工业产权巴黎公约》和《专利合作条约（PCT)》。《保护工业产权巴黎公约》（简称《巴黎公约》）的调整对象即保护范围是包括专利权在内的工业产权。该公约于1883年3月在巴黎签订，1884年7月生效。截至2012年2月，已有174个缔约国。中国于1985年3月加入《巴黎公约》。《专利合作条约（PCT)》是专利领域的一项国际合作条约。自采用《巴黎公约》以来，它被认为是该领域进行国际合作最具有意义的进步标志。该条约于1970年6月在华盛顿签订、1978年6月生效。截至2012年，已有148个缔约国。中国于1994年1月加入该条约。

中国于1984年3月颁布并于当年4月1日施行了《中华人民共和国专利法》。并分别于1992、2000年和2009年进行了修订。《中华人民共和国专利法》规定，专利权包括发明专利权、实用新型专利权和外观设计专利权3种。发明专利权和实用新型专利权的保护范围以其权利要求书中记载的内容为准，说明书及附图可以用于解释权利要求。外观设计专利权的保护范围以表示在图片或者照片中的该外观设计专利产品为准。发明专利权的保护期限为20年，实用新型专利权和外观设计专利权的保护期限为10年，均从申请日起计算。执行本单位的任务或者主要是利用本单位的物质技术条件完成的发明创造，是职务发明创造。职务发明创造申请专利的权利属该单位；申请被批准后，该单位为专利权人。除职务发明创造定义之外的其他发明创造，是非职务发明创造。非职务发明创造申请专利的权利属于发明人或设计人；申请被批准后，发明人或设计人为专利权人。利用本单位的物质技术条件完成的发明创造，单位与发明人或设计人订有合同，对申请专利的权利和专利权的归属做出约定的，从其约定。

商标权　国家授权商标管理机构（在中国为中国国家工商行政管理总局商标局）对商标申请人提出的商标注册申请，依据商标法规的规定核准注册后，商标注册人在规定的时间内对其注册商标依法享有的专用权。商标注册人依法享有支配其注册商标并禁止他人侵害的权利，包括商标注册人对其注册商标的排他使用权、收益权、处分权、续展权和禁止他人侵害的权利。商标是用以区别商品或服务来源的商业性标志，由文字、图形、字母、数字、三维标志、颜色组合以及上述要素的组合构成。

世界上最早的商标法是法国于1803年制定的《关于工厂、制造场和作坊的法律》。1806年法国颁布了第一个工业品外观设计法，把包装和容器列入工业品外观设计。1857年，法国颁布了世界第一部通行全国的单行商标法。此后，英国在1862年，美国在1870年，德国在1874年，日本在1884年，均先后颁布了本国的商标法。世界上绝大多数国家都颁布施行了本国的商标法。依照本国法律，商标注册人可享有商品商标、服务商标等的商标权或地理标志权。

相关国际条约主要有《商标国际注册马德里协定》（简称《马德里协定》）及《马德里议定书》。根据《马德里协定》，任何缔约国的国民，可以通过原属国的注册当局，向成立世界知识产权组织公约中的知识产权国际局提出商标注册申请，以在一切其他本协定参加国取得其已在所属国注册的用于商品或服务项目的标记的保护。该协定于1891年4月在马德里签订、1892年7月生效，截至2010年9月，已有85个缔约国，中国于1989年10月加入。《马德里议定书》是与《马德里协定》并行、且协定成员和非成员都能接受的条约。该议定书于1989年6月在马德里签订、1996年4月生效，中国于1995年12月成为《马德里议定书》的缔约国。

中国在1904年由清政府制定了《商标注册试办章程》；1923年，北洋政府根据章程制定了《商标法》；1930年，国民政府制定了新的《商标法》；1950年，中央人民政府政务

院批准公布了《商标注册暂行条例》。1963年，国务院颁布了《商标管理条例》。《中华人民共和国商标法》于1982年8月23日颁布，1983年3月1日起施行，此后，分别于1993年和2001年进行了修订。《中华人民共和国商标法》规定，注册商标的专用权以核准注册的商标和核定使用的商品为限。侵犯注册商标专用权的行为包括：①未经商标注册人的许可，在同一种商品或者类似商品上使用与其注册商标相同或者近似的商标的；②销售侵犯注册商标专用权的商品的；③伪造、擅自制造他人注册商标标志或者销售伪造、擅自制造的注册商标标志的；④未经商标注册人同意，更换其注册商标并将该更换商标的商品投入市场的；⑤给他人的注册商标专用权造成其他损害的。注册商标的有效期为10年，自核准注册之日起计算。注册商标有效期满前6个月，可以申请续展注册，每次续展注册的有效期为10年。



制止不正当竞争行为　不正当竞争行为是指从事商品经营和营利性服务的法人、其他经济组织和个人在经营活动中实施的各种与自愿、平等、公平、诚实信用原则以及公认的商业道德相悖、损害或者可能损害其他经营者和消费者合法权益的行为。

1896年，德国颁布了世界上第一部专门的《反不正当竞争法》。美国是最早产生现代意义上的反不正当竞争法的国家，相继颁布了四部涉及反垄断和反不正当竞争两方面的成文基本法，即1890年制定的《谢尔曼法》(全称为《保护贸易和商业不受非法限制及垄断侵害法》)、1914年制定的《联邦贸易委员会法》及《克莱顿法》、1936年制定的《鲁宾逊—帕特曼法》。法国《民法典》对不正当竞争行为做了概括规定。中国在1993年9月2日颁布了《中华人民共和国反不正当竞争法》，并于1993年12月1日起施行。

根据《中华人民共和国反不正当竞争法》的规定，不正当竞争行为可以概括为：①欺骗性交易行为；②行业垄断限制竞争行为；③权利干预行为；④巨奖销售行为；⑤商业贿赂行为；⑥联合限制竞争行为；⑦附条件交易及搭售行为；⑧串通投标行为；⑨商业欺诈行为；⑩不正当削价竞销行为；⑪诋毁竞争对手行为；⑫侵犯他人工业产权和商业秘密行为；⑬虚假、夸大、欺诈广告行为。从事商品经营和营利性服务的经营者，当其合法权益受到不正当竞争行为损害时，可以向法院提起诉讼，请求赔偿损失。工商行政等监督检查部门对各种不正当竞争行为有权依法进行查处并做出具体行政行为；被查处人不服，可以向人民法院提起诉讼。

著作权　著作权人对其创作的文学、艺术和自然科学、社会科学、工程技术等作品（包括文字作品；口述作品；音乐、戏剧、曲艺、舞蹈、杂技艺术作品；美术、建筑作品；摄影作品；电影作品和以类似摄制电影的方法创作的作品；工程设计图、产品设计图、地图、示意图等图形作品和模型作品；计算机软件以及法律、行政法规规定的其他作品）依法享有的独占权利（包括发表权、署名权、修改权、保护作品完整权、复制权、发行权、出租权、展览权、表演权、放映权、广播权、信息网络传播权、摄制权、改编权、翻译权、汇编权以及应当由著作权人享有的其他权利），又称版权。

英国于1709年颁布，并于1710年施行了世界上第一部著作权法——《安妮女王法令》（又称《安娜女王法令》)。世界上大多数国家都颁布施行了本国的著作权法。依照其本国法律，作者可对其文字作品，口述作品，音乐、戏剧、曲艺、舞蹈作品，美术、摄影作品，电影、电视作品，计算机软件等享有著作权。

著作权的相关国际条约主要有《保护文学和艺术作品伯尔尼公约》(简称《伯尔尼公约》）和《世界版权公约》。《伯尔尼公约》是关于著作权保护的国际条约，保护的作品范围是缔约国国民的或在缔约国内首次发表的包括文学、科学和艺术领域内的一切作品。该公约于1886年9月在伯尔尼签订、1887年12月生效，截至2012年3月，已有165个缔约国，中国于1992年10月加入。《世界版权公约》是继《伯尔尼公约》后又一个国际性的著作权公约，旨在协调伯尔尼联盟与泛美版权联盟之间在著作权保护方面的关系，建立各成员国均能接受的国际著作权保护制度。该公约是1952年9月在日内瓦签订、1955年9月生效的，截至2012年，已有148个缔约国，中国于1992年10月加入。

中国在1910年由清政府颁布了《大清著作权律》；1915年，北洋政府制定了《著作权法》；1928年，国民政府制定了新的《著作权法》；中华人民共和国成立后，没有立即对著作权进行立法，直至1990年9月7日颁布了《中华人民共和国著作权法》，于1991年6月1日起施行，并于2001年和2010年进行了两次修正。《中华人民共和国著作权法》规定，中国公民、法人或者其他组织完成的作品，不论是否发表，依法享有著作权，即著作权自作品完成之日起产生；外国人的作品，首先在中国境内发表的，依法享有著作权；外国人在中国境外发表的作品，根据其所属国同中国签订的协议或者共同参加的国际条约享有的著作权，受法律保护。公民创作的作品，保护期为作者终生及其死亡后50年；公民创作的合作作品，保护期为最后死亡的一位作者终生及其死亡后50年；法人或者其他组织创作的职务作品，电影、电视、录像和摄影作品，保护期为50年；计算机软件保护期为25年，期满前，软件著作权人可以向软件登记管理机构申请续展25年，但保护期最长不超过50年。



中国电力行业始终重视电力知识产权保护，能源部于1992年5月印发《能源部电力专利管理办法（试行)》；电力工业部于1993年11月印发《电力工业部专利管理办法(试行)》《电力工业部处理专利纠纷办法（试行)》；电力工业部于1997年7月以第10号令颁布《电力知识产权管理暂

行规定》。这些管理办法对促进电力知识产权的保护发挥了积极作用。随着电力体制改革和政府职能转变，电力知识产权保护职能由电力主管部门与属地知识产权主管部门并重逐步转变为以属地知识产权主管部门为主。

zhishi guanli

知识管理 （knowledge management） 将组织内的各种知识与人员进行有效整合，采用共享、转化及扩散等方式，使组织中的信息与知识，通过获得、创造、分享、整合、记录、存取及更新等过程，达到不断创新的最终目的，并回馈到知识系统内，使个人与组织的知识得以永不间断的积累的活动。

知识 通过学习、实践或探索所获得的认识、判断和技能的总和。分为隐性知识和显性知识。隐性知识是高度个性化而且难于格式化的知识。显性知识是能用文字和数字的形式表达，便于交流和共享的知识。电力企业管理中的知识资源主要包括业务知识、员工知识、流程知识、组织记忆、客户知识、产品和服务知识、关系知识、知识资产、外部情报等。

业务知识 能够提高企业核心业务能力的知识。电力企业的核心业务知识主要包括从发电、调度和售电业务中获得的知识，由企业资源计划等业务系统生成和管理。

员工知识 员工个人技能、知识潜力、工作经验、工作记录。

流程知识 将知识嵌入业务流程之中，在关键环节由专家提供知识支持。

组织记忆 记录现有经验以备将来之用。包括知识库、案例库、最佳实践库和历史档案等。

客户知识 企业与客户在共同的智力劳动中发现和创造的，并进入企业产品创新的知识。客户知识包括客户的消费偏好、喜欢选用的接触渠道、消费特征等。

产品和服务知识 在解决客户关于产品和服务问题的过程中，通过对产品和服务相关信息进行选择、转换而获得，能够支持产品和服务的有用的信息。

关系知识 通过不断加强与顾客的交流，了解客户需求获得的知识。它不仅有利于产品和服务的改进和提高，而且能够满足顾客需求。

知识资产 企业拥有或控制的、不具有独立实物形态、对生产和服务长期发挥作用并能带来经济效益的资产。包括智慧型资本、专利和无形知识产权等。

外部情报 从互联网、外部专家等企业外部渠道收集的知识和情报。

知识管理的主要内容 包括搜集知识资源、创新知识资源、共享知识资源、建立知识开发能力评价系统四个方面。

搜集知识资源 对于企业内部的知识，建立知识资源系统，即对企业已有知识进行有效组织，将其转化为系统的知识资源，以便更多人更好地利用。

创新知识资源 通过对现有知识资源的应用、学习和研究创造新的知识资源。

共享知识资源 在企业内部形成知识共享的文化和责任意识，提高每个成员的责任意识，尽可能与他人分享各种专长，并通过人员、产品及各种服务广泛地传播知识资源。

建立知识开发能力评价系统 以科学、有效的知识开发能力评价系统激励知识的形成和共享。包括建立一种良好的企业文化，激励员工参与知识共享、设立知识总管、促进知识的转换、建立知识产生效益的评测条例等。

zhiliu shudian xitong kekaoxing tongji pingjia

直流输电系统可靠性统计评价 （reliability statistical evaluation for DC power transmission system） 对直流输电系统的可靠性所达到的水平进行统计、分析和确认的过程。开展直流输电系统可靠性统计评价是掌握直流输电系统在电力系统中运行状况的主要手段：①对直流输电系统是否可用进行量化描述；②对规划设计、设备制造、安装调试、生产运行、检修维护、生产管理等各环节总水平进行度量；③作为衡量直流输电系统技术状况以及制定电力系统有关可靠性准则的依据。

统计评价技术标准 直流输电系统可靠性统计评价技术标准统一执行 DL/T 989—2013《直流输电系统可靠性评价规程》。DL/T 989—2013 规定了直流输电系统可靠性统计评价的范围、术语和定义、评价指标与计算公式、统计范围和事件原因填报规定、填表要求等 5 项内容。

- 使用（ACT）
  - 可用（A）
    - 运行（S）
      - 全额运行（FCS）
      - 降额运行（DCS）
    - 备用（R）
  - 不可用（U）
    - 计划停运（SO）
    - 强迫停运（FO）

使用状态划分

统计评价状态 直流输电系统可靠性统计评价状态的使用状态划分如图所示（停用状态不参与统计评价）。

在点对点直流输电系统中，根据不可用的范围，计划停运分为双极计划停运、单极计划停运和阀组计划停运；强迫停运分为双极强迫停运、单极强迫停运和阀组强迫停运。背靠背直流输电系统中换流单元的计划停运和强迫停运分别称为单元计划停运和单元强迫停运。

统计评价指标 主要包括能量可用率、强迫能量不可用率、计划能量不可用率、能量利用率、强迫停运次数等。（见直流输电系统可靠性指标）

zhiliu shudian xitong kekaoxing zhibiao

直流输电系统可靠性指标 （reliability indices of DC transmission system） 衡量直流输电系统可靠性水平的尺度。直流输电系统可靠性指标可分为概率类指标和频次类指标：概率类指标主要有能量可用率、能量不可用率、强迫能量不可用率、计划能量不可用率和能量利用率等；频次类指标主要有强迫停运次数、计划停运次数和降额运行次数等。

直流输电系统可靠性指标的评价对象可以是单个直流输电系统或单个换流站，可以是直流输电系统或换流站的一个单极或者一个单元，也可以是多个同类型单一对象的组合。

主要可靠性指标定义 直流输电系统可靠性指标主要包括能量可用率、能量不可用率、强迫能量不可用率、计划能量不可用率、能量利用率、强迫停运次数、计划停运次数、降额运行次数等。

（1）能量可用率（energy availability，EA）

$$\text{能量可用率}=\frac{\text{等效可用小时}}{\text{统计期间小时}}\times 100\%$$

（2）能量不可用率（energy unavailability，EU）

$$能量不可用率=1-能量可用率=\frac{等效不可用小时}{统计期间小时}\times 100\%$$

（3）强迫能量不可用率（forced energy unavailability，FEU）

$$强迫能量不可用率=\frac{等效强迫停运小时}{统计期间小时}\times 100\%$$

（4）计划能量不可用率（scheduled energy unavailability，SEU）

$$计划能量不可用率=\frac{等效计划停运小时}{统计期间小时}\times 100\%$$

（5）能量利用率（energy utilization，EU）

$$能量利用率=\frac{总输送电量}{额定输送容量\times 统计期间小时}\times 100\%$$

（6）强迫停运次数（forced outage times，FOT）。在统计期间内，统计评价对象处于强迫停运状态下的次数。根据强迫停运的分类又分为双极强迫停运次数、单极强迫停运次数、阀组强迫停运次数、单元强迫停运次数等。

（7）计划停运次数（scheduled outage times，SOT）。在统计期间内，统计评价对象处于计划停运状态下的次数。根据计划停运的分类又分为双极计划停运次数、单极计划停运次数、阀组计划停运次数、单元计划停运次数等。

（8）降额运行次数（derated capacity in service times，DCST）。在统计期间内，统计评价对象降额运行的次数。

可靠性指标统计　中国直流输电系统2007～2012年能量可用率、强迫能量不可用率、能量利用率分别见表1～表3。

表1　中国直流输电系统2007～2012年能量可用率（%）

直流输电系统	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
葛洲坝—南桥	90.61	95.81	66.36	70.65	91.979	93.639
天生桥—广州	93.78	98.69	89.90	73.89	95.136	97.084
龙泉—政平	97.06	94.75	94.47	97.21	91.858	97.482
高永坡—肇庆	96.67	79.88	96.32	96.15	97.455	99.315
江陵—鹅城	94.32	77.51	89.38	97.49	96.248	96.542
宜昌—华新	91.59	85.80	92.95	95.88	97.912	96.025
兴仁—安宝		98.42	96.50	98.85	95.749	96.494
德阳—宝鸡					93.845	96.771
伊敏—穆家					94.148	93.904
银川—胶东						97.113
团林—枫泾						94.224
楚雄—穗东					96.784	96.256
复龙—奉贤					92.501	91.063
灵宝单元Ⅰ	94.48	97.76	88.11	95.61	98.869	98.221
灵宝单元Ⅱ				58.37	95.848	97.918
高岭			96.86	96.93	98.057	94.222

表2　中国直流输电系统2007～2012年强迫能量不可用率（%）

直流输电系统	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
葛洲坝—南桥	0.68	2.13	0.31	0.62	0.217	1.323
天生桥—广州	0.16	0.04	0.00	0.01	0.005	0.009
龙泉—政平	0.01	0.09	0.10	0.08	0.095	0.069
高永坡—肇庆	0.81	0.10	0.02	0.04	0.181	0.002
江陵—鹅城	1.19	1.54	0.21	0.04	0.575	0.005
宜昌—华新	1.50	0.81	0.01	0.01	0.026	0.000
兴仁—安宝		1.28	0.19	0.62	0.044	0.012
德阳—宝鸡					0.753	0.169
伊敏—穆家					0.000	1.216
银川—胶东						0.015
团林—枫泾						0.372
楚雄—穗东					0.130	0.089
复龙—奉贤					0.077	0.038
灵宝单元Ⅰ	2.69	0.12	0.04	0.04	0.000	0.000
灵宝单元Ⅱ				1.32	0.618	0.000
高岭			0.22	0.14	0.130	0.000

表3　中国直流输电系统2007～2012年能量利用率（%）

直流输电系统	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
葛洲坝—南桥	71.96	84.23	59.36	56.75	68.42	53.99
天生桥—广州	47.87	55.63	36.10	31.71	36.24	54.24
龙泉—政平	58.74	52.94	59.56	52.86	35.14	37.45
高永坡—肇庆	81.08	60.85	68.40	46.62	24.07	39.81
江陵—鹅城	68.16	54.52	56.45	65.56	53.61	59.23
宜昌—华新	37.09	54.29	58.93	56.73	41.37	46.77
兴仁—安宝		61.55	63.62	50.91	39.19	49.34
德阳—宝鸡					38.29	47.77
伊敏—穆家					52.05	54.32
银川—胶东						79.87
团林—枫泾						26.63
楚雄—穗东					36.29	48.14
复龙—奉贤					32.92	21.47
灵宝单元Ⅰ	93.97	97.76	85.87	95.77	85.54	88.67
灵宝单元Ⅱ				53.56	67.47	92.06
高岭			53.61	67.98	77.50	73.34

见直流输电系统可靠性统计评价。

zhiye anquan weisheng

职业安全卫生　(occupational safety and health)

为保障员工在职业活动过程中的安全和健康所制定的法律规范和采取的各项措施的总称，又称职业安全健康、职业健康安全、职业安全卫生、劳动保护、劳动安全卫生。职业安全卫生的主要内容是建立、健全职业安全卫生制度，执行国家职业安全卫生的规程和标准，对员工进行职业安全卫生教育，防止劳动过程中的伤亡事故，减少职业危害。

职业安全卫生包括职业安全卫生管理、安全技术、职业卫生、人机工程等方面。职业安全卫生管理是从立法上、组织上研究和实施职业安全卫生的科学管理（见电力生产安全管理、职业卫生管理）。安全技术是为防止各类事故、事件的发生，针对职业活动中的危害因素，从技术方面所采取的各种措施。职业卫生是以职工的健康在职业活动过程中免受

有害因素侵害为目的的工作领域及在法律、技术、设备、组织制度和教育等方面所采取的相应措施，又称职业健康、劳动卫生（见职业卫生管理）。人机工程是把人-机-环境系统作为研究的基本对象，运用生理学、心理学和其他有关学科知识，根据人和机器的条件和特点，合理分配人和机器承担的操作职能，并使之相互适应，从而为人创造出舒适和安全的工作环境，使工效达到最优的一门综合性学科。

zhiye anquan weisheng guanli

职业安全卫生管理 （occupational safety and health management） 从立法上、组织上研究和实施职业安全卫生的科学管理。（见电力生产安全管理、职业卫生管理）

zhiye fazhan guanli

职业发展管理 （career development management）

组织和员工个人对职业生涯进行设计、规划、执行、评估和反馈的一个综合性活动。包括：①员工职业发展的自我管理；②组织协助员工规划其职业生涯，并为员工提供必要的教育、培训及轮岗等发展机会，促进员工职业生涯目标的实现。职业发展管理是企业资源合理配置的首要问题，能充分调动员工的内在的积极性，更好地实现企业组织目标，是人力资源管理的内容之一。

职业发展阶段划分　职业发展阶段又称职业生涯发展阶段，可分为职业探索阶段、早期的职业确立阶段、职业生涯的持续阶段、衰退或离职阶段。

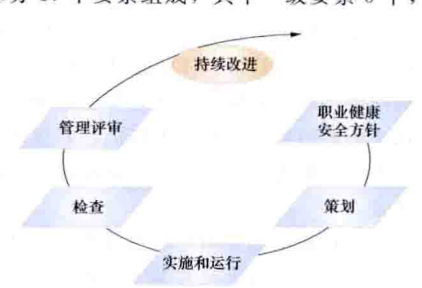
职业发展管理模型　核心过程包括：①企业和个人均有各自的职业需求、职业愿望与选择。员工成为企业的一员，必须经历个人求职应聘、组织招聘挑选、职业岗位前的培训、岗位分配等过程。②企业和员工个人有各自的职业发展计划，通过提供工作机会，评估员工的工作表现考察其对职业胜任与否、职业满意度，以及职业潜力和适合于哪种职业，并进行工作轮换、调配、升迁等职业变动，实现双方职业发展目标。③个人与企业相互作用和匹配的过程，将双方结合成一种利益关系，直接关乎双方的长期后果。如果匹配过程运行合理，企业和个人双方将彼此受益。

管理原则　①统筹性原则。即把职业生涯规划与实施看成是一个系统工程。包括横向和纵向统筹两个方面。从横向维度看，职业组织、管理者及个人都要参与，各自发挥自己的作用；从纵向维度看，应该贯穿于组织工作的整个过程和员工的职业生涯。②差异性原则。即在制订和实施职业生涯规划的过程中要充分考虑不同职业、岗位和专业之间的实际情况，有区别地制订目标。同时，在具体到员工时，要充分考虑员工在性别、年龄和个性等方面的差异，具体情况具体对待。③阶段性原则。即在具体实施职业生涯规划时，要充分考虑组织与个体所处的不同发展阶段，有步骤、有顺序地进行。④发展性原则。即在选择实施职业生涯规划的具体措施时，要以促进员工发展为目的，把岗位实践与有效的教育和培训结合起来，使组织在教育、培训与发展上的投资能够收到应有的回报。

zhiye jiankang anquan guanli tixi

职业健康安全管理体系 （occupational safety and health management system，OSHMS） 为建立职业健康安全方针和目标，以及为实现这些目标制定的一系列相互联系或相互作用的要素构成的有机整体。该体系是职业健康安全管理活动的一种方式，采用了PDCA［策划（plan）、实施（do）、检查（check）、改进（action）］动态循环、持续改进的管理模式，适用于各种行业及规模的生产经营单位，目的是为生产经营单位建立一个动态循环的管理过程，以持续改进的思想指导生产经营单位系统地实现其职业健康安全目标和经济目标。中国政府鼓励、支持生产经营单位建立职业健康安全管理体系，生产经营单位可结合单位实际情况自觉自愿建立和保持职业健康安全管理体系，申请认证机构审核认证。职业健康安全管理体系运行模式如图所示。

构成　由五大部分17个要素组成，其中一级要素5个，二级要素15个。一级要素包括职业安全健康方针、策划、实施与运行、检查、管理评审。二级要素中策划包括3个二级要素：①危险源辨识、风险评价和控制措施的确定；②法律法规和其他要求；③目标和方案。实施与运行包括7个二级要素：①资源、作用、职责、责任和权限；②能力、培训、意识；③沟通、参与和协商；④文件；⑤文件控制；⑥运行控制；⑦应急准备和响应。检查包括5个二级要素：①绩效测量和监视；②合规性评价；③事件调查、不符合、纠正和预防措施；④记录控制；⑤内部审核。



职业健康安全管理体系运行模式

建立步骤　一般要经过学习与培训、初始评审、体系策划、文件编写、体系试运行、评审完善等步骤。

学习与培训　培训对象包括管理层、内审员、全体员工。管理层培训内容主要针对职业健康安全管理体系的基本要求、主要内容和特点，以及建立与实施职业健康安全管理体系的重要意义与作用。内审员培训的目的是使其具备开展初始评审、编写体系文件和进行审核等工作的能力。员工培训的目的是使员工了解职业健康管理体系。

初始评审　对职业健康安全信息、状态进行收集、调查与分析，识别和获取现有的适用于组织的职业安全卫生法律、法规和其他要求，进行危险源辨识和风险评价。

体系策划　依据初始状态评审的结论，制订职业安全卫生方针、目标、指标和相应的管理方案，确定组织机构和职责，筹划各种运行程序等。


GB

中华人民共和国国家标准

GB/T 28001-2011/OHSAS 18001:2007

职业健康安全管理体系　要求

Occupational health and safety management systems—Requirements

(BS OHSAS 18001:2007, IDT)

2012-02-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会　发布

文件编写　主要编写文件包括管理手册、程序文件、作业指导书。管理手册、程序文件由内审员分工分别进行；作业文件由各专业、车间、班组结合实际逐项进行；各类文件要按管理权限经过审核或审核批准。

体系试运行　有关部门、人员按所建立的职业安全卫生管理体系手册、程序文件及作业规程等文件的要求，对职业健康安全体系进行试运行，以检验体系策划和文件化规定的充分性、适用性和有效性。

评审完善　通过职业健康安全体系的试运行，特别是依据绩效测量和监视、审核及管理评审的结果，检查与确认职业健康安全管理体系各要素是否按照计划安排有效运行，是否达到了预期的目标，并采取相应的改进措施，使所建立的职业健康安全管理体系得到进一步的完善。

审核认证　认证机构依据规定的标准及程序，对受审核方的职业健康安全管理体系实施审核，确认其符合标准要求而授予其证书的活动。审核是为确定职业健康安全管理体系满足体系标准的程度进行的系统、独立的检查，并形成文件的过程。审核认证程序包括认证申请及受理、审核策划及审核准备、审核的实施、纠正措施的跟踪与验证、审批发证、认证后的监督审核和证书期满后的复评审核。获证单位认证证书有效期为3年，有效期届满时，可通过复评，获得再次认证。

申请认证的组织应以书面形式向认证机构提出申请，并由申请组织授权的代表签字。认证审核通常分为第一阶段审核和第二阶段现场审核两个阶段，第一阶段审核由文件审核和第一阶段现场审核两部分组成。现场审核发现的不符合事项，受审核方应根据要求采取有效的纠正措施，制订纠正措施计划，并在规定时间加以实施和完成。

沿革　职业安全健康管理体系是20世纪80年代后期在国际上兴起的现代安全生产管理模式，它与ISO 9000和ISO 14000等一样被称为后工业化时代的管理方法，是一套系统化、程序化并具有自我约束、自我完善机制的科学管理体系。职业健康安全管理体系诞生的主要原因是企业自身发展的要求，同时也是国际贸易的需要。20世纪80年代，英国、美国、日本、澳大利亚等发达国家率先开展了各自职业安全健康管理体系的制订和实施工作。1996年，英国颁布了BS8800《职业安全健康管理体系指南》，美国制定了《职业安全健康管理体系》的指导性文件；1997年，澳大利亚、新西兰提出了《职业安全健康管理体系原则、体系和支持技术通用指南》草案；日本制定了《职业安全健康管理体系导则》；1999年，英国标准协会、挪威船级社等13个组织制定了OHSAS18001《职业安全健康管理体系　规范》和OHSAS18002《职业安全健康管理体系　实施指南》；2001年，国际劳工组织发布了《职业安全健康管理体系导则》(ILO－OSH2001)。

GB
中华人民共和国国家标准
GB/T 28002—2011
职业健康安全管理体系　实施指南
Occupational health and safety management systems—Guidelines for the implementation
2011-12-30 发布　2012-02-01 实施
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局　中国国家标准化管理委员会　发布

1999年10月，中国国家经济贸易委员会发布《职业安全健康管理体系试行标准》。2000年7月，国家经济贸易委员会成立中国职业安全卫生管理体系认证指导委员会、认可委员会和注册委员会。2001年12月，国家质量监督检验检疫总局颁布了GB/T 28001—2001《职业健康安全管理体系　规范》《职业安全健康管理体系指导意见》《职业安全健康管理体系审核规范》；2002年3月发布了GB/T 28002—2002《职业健康安全管理体系　指南》。2011年12月，国家质量监督检验检疫总局与国家标准化管理委员会联合发布了GB/T 28001—2011《职业健康安全管理体系　要求》、GB/T 28002—2011《职业健康安全管理体系　实施指南》。

zhiye weisheng guanli

职业卫生管理　(occupational health management)

以职工的健康在职业活动过程中免受有害因素侵害为目的的工作领域及在法律、技术、设备、组织制度和教育等方面所采取的相应措施。在中国，职业卫生管理的方针是预防为主、防治结合。职业卫生法律主要有《中华人民共和国职业病防治法》《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》《中华人民共和国尘肺病防治条例》《放射性同位素与射线装置安全和防护条例》。国务院安全生产监督管理部门、卫生行政部门、劳动保障行政部门、中华全国总工会依照有关法律和国务院确定的职责，负责全国职业卫生监督管理工作。用人单位是职业卫生管理的责任主体，并对本单位产生的职业病危害承担责任，用人单位的主要负责人对本单位的职业病防治工作全面负责。

电力企业职业卫生管理的内容：制定预防职业危害的规章制度、操作规程；设置职业卫生管理机构或组织；制订职业卫生年度计划和实施方案；建立健全职业档案；建立员工健康监护档案；建立健全作业场所职业危害因素检测与评价制度；确保职业病防治必要的经费投入，且工作场所符合国家有关规定要求；对接触职业性有害因素的员工进行上岗前、在岗期间、离岗和应急职业健康检查；进行职业危害申报；对建设项目职业卫生“三同时”（建设项目中防治污染的措施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用）进行管理；办理职业卫生安全许可证；开展职业卫生技术、管理人员的培训和职业卫生的普及教育，依法参加工伤保险等。

电力企业生产过程中存在的主要有害因素有粉尘、噪声、振动、电离辐射、高温、毒物等，应重点做好预防，加强作业环境卫生监测。

粉尘　较长时间飘浮于空气中的固体微粒。从胶体化学观点来看，粉尘是一种气溶胶，其分散介质是空气，分散相是固体微粒。在生产过程中形成的粉尘称为生产性粉尘，按其性质可分为：①无机粉尘；②有机粉尘；③混合性粉尘。粉尘作业场所危害程度共分为0级、Ⅰ级和Ⅱ级三个等级。0级为达标，Ⅱ级为严重超标。



注意粉尘

粉尘来源　生产性粉尘种类很多。在电力生产中，主要有硅尘（含游离二氧化硅的粉尘，旧称矽尘）、煤尘、粉煤灰（见粉煤灰综合利用）和水泥尘等。水电工程施工中的凿岩、爆破、隧道开凿、挖掘装渣、砂石料筛分等作业会产生游离二氧化硅含量较高的硅尘。水泥拆包、混凝土搅拌等作业会产生水泥尘。火电厂运行中，煤的运输、破碎、投料等作业会产生煤尘。焊接作业会产生电焊尘。此外，沉积

于屋架及地面的粉尘因振动或气流可产生二次扬尘。电力生产中接触粉尘的工种主要有风钻工、拌和工、水泥工、电焊工以及火力电厂的燃料运输工和锅炉检修工等。

粉尘危害 包括爆炸危害和对人体健康的危害两方面。煤尘在一定浓度下（30～40g/m³）遇到明火、电火花等时会发生爆炸，伤人毁物。粉尘由于其理化性质的不同，会使人体产生不同的病变。吸入含有毒物质的粉尘（如较高浓度的电焊锰烟尘），会导致职业中毒。长期吸入某些生产性粉尘会引起以肺组织纤维化为主的全身性慢性疾病——尘肺。中国列入职业病范围的尘肺有矽肺、煤肺、电焊工尘肺等12种。粉尘所致的常见职业病主要是矽肺和煤肺。矽肺是长期吸入含有结晶型游离二氧化硅粉尘所引起的以肺组织纤维病变为主的一种尘肺。煤肺是长期吸入含游离二氧化硅低（5%以下）的煤尘而引起的一种尘肺，其致病作用较矽肺轻。

粉尘防治 防尘工作的基本要求是采取综合措施使作业场所空气中的粉尘浓度不超过卫生标准。1996年电力工业部提出电力工业防尘目标是"根治粉尘源、消灭尘肺病"。主要措施包括：①组织管理措施：建立健全防尘机构，制订防尘工作计划，加强防尘宣传教育，建立粉尘定期监测制度。②工程技术措施：改革工艺过程，改进生产设备，防止粉尘的发生和飞扬；采用不产生粉尘的工艺过程和设备（采用气力输送煤料代替敞开式皮带运输煤料等）；改用低危害性的原材料；实行生产机械化、自动化，减少接触粉尘的机会；采用湿式作业或隔离式措施以及封闭式除尘；对于爆炸性粉尘，在密闭尘源的同时，还要考虑防爆装置。③卫生保健措施：当生产场所由于工艺上的原因难以降低粉尘浓度时，接触粉尘的作业人员应使用有效的防尘口罩、面具、眼镜等个人防护用品；对粉尘作业人员应进行定期健康检查；对尘肺患者应进行劳动力鉴定和及时治疗。

噪声 干扰人们生活、学习、工作，使人厌烦的声音或振动。（见噪声污染控制）

噪声评价 在噪声的物理评价中，声压和声压级是衡量声音强度的量。但人耳对声音的感觉不仅与声压，而且也与频率有关，对高频声音感觉灵敏，对低频声音感觉迟钝。声压级相同而频率不同的声音，听起来可能不一样。声压和声压级只能表征声音物理上的强弱，不能表征人对声音的主观感觉。噪声的主观评价参数很多，包括响度级、A声级、噪声评价数等。普遍采用A声级作为噪声的主观评价，记作分贝（安）或dB（A）。

噪声影响 噪声为30～40dB（A）时，是比较安静的正常环境；噪声超过60dB（A），就会影响人们睡眠和休息，影响人们谈话和工作效率；长期生活或工作在85dB（A）以上噪声环境中会引起噪声性耳聋，对神经系统、心血管系统、消化系统产生不良影响，影响人们的正常生活，降低工作效率；特强的噪声，会使自动控制和遥控设备失效，损害建筑物。

噪声防护措施 包括：①从声源上根治噪声。改革声源结构，进行低噪声设计，使声源减少和降低发声，从根本上抑制噪声的发生。②在传播途径上降低噪声。当从声源上降低噪声难以实现时，就需要在噪声传播途径上采取吸声处理、隔声罩、隔声室、消声器、阻尼等声学控制技术措施。③接受者的防护。为了防止噪声对接受者的危害，可采用佩带护耳器（耳塞、耳罩、头盔）和减少噪声暴露时间等个人防护措施。

振动 一个质点或物体沿直线或弧线相对于基准位置做往复的运动。描述振动物理性质的基本参量是振动的频率、位移、速度和加速度。振动广泛存在于生产和生活之中。生产中产生振动的原因包括不平衡物体的转动、旋转物体的扭动和弯曲、活塞运行、物体的冲击和摩擦以及空气冲击波等。在电力企业中常见的振动源有铆钉机、凿岩机、风钻、电钻、风铲、砂轮、喷砂机、混凝土搅拌机、磨煤机、发电机、汽轮机、风机、水泵等。

振动对人体的不良影响 根据作用于人体的部位和传播方式的不同，振动可相对地分为局部振动和全身振动。全身振动能引起人体前庭器官、内分泌系统、循环系统、消化系统和植物神经功能等一系列改变，并导致不良的心理效应。长期接触较强烈的局部振动可引起血管、神经、肌肉和骨关节的功能紊乱与病理损伤，并可导致全身性损伤。中国已将由于长期使用振动工具而引起的以末梢循环障碍为主的全身疾病——局部振动病，列入法定职业病。

振动防护措施 包括：①减少和消除振动源；②改善劳动作业环境，限制接触时间和强度；③加强健康管理和个人防护。

电离辐射 能引起物质电离的各种辐射。电离辐射分为直接和间接两类。直接电离辐射指具有足够的动能以致由碰撞产生电离的带电粒子（电子、α粒子、质子等）；间接电离辐射指能够释放出直接电离的粒子或引起核变化的非带电粒子（X光子、γ光子、中子等）。能产生各种直接或间接电离辐射的物质或装置称为电离辐射源，包括各种天然或人工放射性核素、X光机等。在电力生产中，电离辐射常用于锅炉及压力容器的探伤、产品质量检验、镀层测厚、核电生产及地质勘探等。

电离辐射对人体的作用 电离辐射以体外照射和体内照射两种方式作用于人体。在电离辐射作用下，机体的反应程度取决于电离辐射的种类、剂量、照射条件及机体的敏感性。由此引起的机体破坏和病变称为放射病，又称辐射损伤。放射病的症状以神经系统（失眠、记忆力衰退、肌肉萎缩、脱发等）、造血系统（出血性紫癜、贫血等）及消化系统（食欲减退、溃疡等）的病理改变最为明显，其远期效应有致癌（白血病等）以及对生育、遗传等的影响。放射病除由战时核武器爆炸引起之外，常见于核能和放射装置应用中的意外事故，或过量照射及医学应用所致。



电离辐射防护 原则是减少内、外照射的剂量。对外照射的防护主要是控制、缩短受照时间，增大至辐射源的距离，减少辐射源的强度和采取适当的防护屏障；对内照射的防护主要是减少或避免放射性物质通过呼吸道、消化道或皮肤进入人体。职业防护措施有：①根据国家有关标准，制定本企业的防护规程，包括职业人员定期体检及事故时的体检；②设置专职或兼职防护人员进行监督；③训练、教育工作人员，掌握必要的防护技术；④对电离辐射源采取适当的防护设

施；⑤为工作人员提供适用、足够和符合有关标准要求的个人防护用具。

高温 太阳的辐射和大气温度的升高以及各种热源散发的热量形成的热环境。在地球表面和大气中（露天）太阳辐射是环境中热量唯一的来源。生产场所（车间）中热量则主要来自各种发热设备，包括火电厂的锅炉、蒸汽管道等。各种热源除通过传导、对流的方式对空气加热外，同时通过辐射的方式对周围物体加热，使环境温度不断升高，形成热（高温）环境。高温可导致急性热致病症——中暑。

在高气温或同时存在高气温、热辐射等不良气象条件下进行的工作称为高温作业。高温作业按气象条件的特征分为高温强辐射作业、高温高湿作业和夏季露天作业三种类型。火力发电厂以高温强辐射作业为主，供电系统以夏季露天作业为主。高温作业分为4级，级别越高表示热强度越大。

高温防护 包括：①合理设计工艺流程，改进生产设备和操作方法；②隔热；③通风降温；④采取保健措施；⑤进行个体防护；⑥进行技术革新，遵守安全操作规程；⑦进食高热量、高蛋白、高维生素的食物等。

毒物 少量物质进入机体后，引发机体组织产生化学或物理变化，导致暂性或永久性病理改变的物质。生产中产生或使用的有毒物质称为生产性毒物，电力企业生产性毒物主要来自电力生产建设中使用或产生的各种有毒物质。

毒物来源及影响 包括：①燃煤、燃油、燃气电厂排放的烟气含有氮氧化物、硫化物、苯丙芘、金属烟尘等有毒物质。毒物的含量和种类因燃料的不同有差异。②发电燃油、液压油、电气设备绝缘油、设备清洗用油及其挥发物中含有低毒物，沸点越低，挥发性越强，毒作用越大。油内的添加剂、多环芳烃的种类含量不同，毒性也不同。皮肤接触产生脱脂和过敏现象较常见；吸入油蒸气会引起呼吸道刺激、头痛、头昏、精神不振等症状。③电机绕组浸漆、设备油漆内含有大量的有机溶剂，易挥发，产生毒作用。毒作用较强的是苯。苯急性中毒主要抑制中枢神经系统，慢性中毒以影响造血系统为主。④六氟化硫高压断路器中六氟化硫纯品无毒，但其中所含杂质在高温电弧下产生的氟化合物有毒，以四氟化硫、十氟化二硫毒性最大，硫酰氟、亚硫酰氟次之。⑤电力生产建设焊接作业的烟气中有一氧化碳、氮氧化物、臭氧、氟、铁、锰、铬、硅等毒物。吸入时可引起呼吸道黏膜刺激症状、呼吸道炎症、焊工尘肺等。长期吸入焊烟，骨内氟沉积量增加，对人体产生有害影响。⑥电力生产建设中常用到环氧树脂、聚氨酯等化合物，含有环氧化合物、糠醛、乙二胺、丙酮等多种有毒物质，刺激皮肤、黏膜，引起过敏，对肝脏、心脑功能也有影响。脱离接触一段时间后症状可消失。

预防措施 主要有改进施工工艺，加强通风除尘，改善作业环境，合理调配施工作业，减少接触时间，加强有效个体防护等。

作业环境卫生监测 对决定作业环境质量的污染参数、卫生学参数进行化学的、物理的、生物的监测过程。作业环境卫生监测应委托具有相应资质的职业卫生技术服务机构监测。

监测目的 包括：①了解作业环境污染物的种类、污染程度、范围及动态变化，为改善劳动条件、改进生产工艺提供依据；②了解工业卫生技术措施实施前后作业环境中有害物质负荷量的变化，并予以评价；③为职业病的诊断、预防提供依据。

监测分类 一般可分为日常监测、事故性监测、监督监测、评价监测和劳动条件分级监测。日常监测指对工作场所职业性有害因素浓度（强度）进行的日常定期监测，目的是了解和掌握电力企业劳动环境中职业性有害因素浓度（强度）的现状及其动态变化。事故性监测是对工作场所发生职业伤亡事故时，进行的紧急采样监测。监督监测指电力行业职业卫生检测监督部门对电力企业工作场所职业性有害因素浓度（强度）进行不定期的抽样考核监测，目的是为了检查、考核企业劳动环境的现状或有关监测机构的监测工作量。评价监测指进行建设项目职业病危害因素预评价、建设项目职业病危害因素控制效果评价和职业病危害因素现状评价的评价性监测。劳动条件分级监测是按GBZ/T 229.1～229.4《工作场所职业病危害作业分级》系列标准等中国职业卫生标准及行业有关劳动条件分级标准，对劳动环境中的职业性有害因素浓度（强度）、作业人员接触职业性有害因素的时间、劳动强度等进行测定，综合计算评价劳动条件对职工作业岗位危害程序的级别。

监测项目 根据生产性有害因素的不同，作业环境卫生监测可分为粉尘、噪声、生产性毒物、振动、高温、微波辐射、工频电场和磁场等项目的监测。

监测步骤 包括：①制订监测方案，包括选择监测项目，确定采样点、采样时机和采样频率，选定监测方法；②现场监测或采样；③试验室测定；④数据整理、分析，出具监测报告，建立监测档案。

zhibiao jingsai

指标竞赛 (index competition) 以提高发电机组运行的安全性、可靠性和经济性为目标，在企业内部或企业之间开展的技术经济指标比赛活动。根据生产过程各环节的特点，将技术经济指标分解成若干具体的小指标作为目标落实到车间、班组和岗位，按时进行分析、考核、评比和奖励。在中国，指标竞赛是火力发电企业普遍采用的节能降耗活动形式之一，火力发电企业内部主要开展小指标竞赛活动。

火力发电企业主要竞赛指标有发电量、供电煤耗、厂用电率、供热量、供热厂用电率、供热煤耗、主蒸汽温度、再热蒸汽温度、主蒸汽压力、再热减温水量、飞灰含碳量、给水温度、排烟温度、排烟含氧量、凝汽器真空度、凝汽器端差、补水率、磨煤机耗电率、凝结水泵耗电率、循环水泵耗电率、给水泵耗电率、送风机耗电率、引风机耗电率、一次风机耗电率、输煤系统耗电率、除灰系统耗电率、脱硫系统耗电率、化学系统耗电率、高压加热器投入率、发电水耗率等。

zhongchangqi dianli xuqiu yuce

中长期电力需求预测 (medium and long term forecast of electric power demand) 预测期为5～10年或更长时间的电力需求预测。它是编制电力行业中、长期发展规划和电力企业规划的基础及重要组成部分。它为确定电力工业

发展速度，发电能源开发，电源结构和布局，电网目标网架和结构，电网的扩大和互联，发供电设备的科研、设计和制造，大型发电厂和骨干输变电工程项目建设规模与布局等提供依据，是电力工业经营活动中一项具有重要意义的业务工作。可分为五年期、中期和长期电力需求预测。

五年期电力需求预测　编制电力工业五年规划和电力企业五年规划、实现市场化运行的基础和重要工作。根据五年期电力需求预测，在电力工业五年计划中要提出分年度电力新开工和投产的工程项目规模、具体安排和布局，分年度的资金需求，设备、燃料和运输平衡，电力、电量交换关系，实现最大范围内资源优化配置、满足国民经济和社会发展对电力需求的经济政策和其他措施；在电力企业五年计划中要提出分年现金流量安排、成本控制安排、投资项目安排和融资安排等，从而实现企业计划目标，指导企业投资计划、经营计划和资金预算的编制。需要按照全社会和电网两个口径对分行业（或部门）需电量进行预测，而不能局限于仅对需电总量或第一、二、三产业和居民生活用电量进行预测。最大电力负荷预测要按照全社会、电网和统一调度 3 个口径对年最大负荷、分地区年最大负荷以及分行业（或部门）年最大负荷、典型日负荷曲线、典型周负荷曲线、月负荷曲线、年负荷曲线进行预测。

中期电力需求预测　编制电力中期发展规划、实现市场化运行的基础和重要工作。根据中期电力需求预测，电力中期发展规划中要提出电力新开工和投产规模、布局，电力、电量交换关系，电网目标网架和布局，提出实现最大范围内资源优化配置、满足国民经济和社会发展对电力需求的经济政策。因此，需要按照全社会和电网两个口径对分行业（或部门）需电量进行预测，或对第一、二、三产业和居民生活用电量进行预测。最大电力负荷预测要对年最大负荷、分地区年最大负荷进行预测，同时要对全社会和分行业（或部门）的典型日负荷曲线、典型周负荷曲线、月负荷曲线、年负荷曲线进行预测。

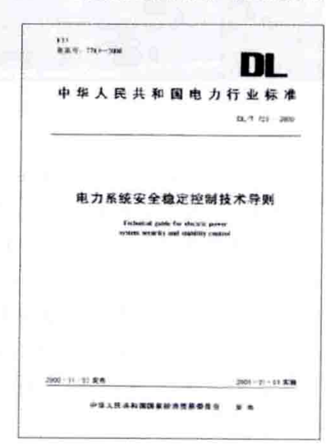
长期电力需求预测　编制电力长期发展规划、实现市场化运行的基础和重要工作。根据长期电力需求预测，电力长期发展规划主要对影响电力工业发展的重大问题进行战略研究，提出实现最大范围内资源优化配置、满足国民经济和社会发展对电力需求的长远经济政策。因此，一般需要对第一、二、三产业和居民生活用电量进行预测，甚至可以视条件仅对电力需求总量进行预测。最大电力负荷预测要对年最大负荷、分地区年最大负荷进行预测，同时要对负荷特性进行趋势分析和预测。

Zhongguo Biaozhun Chuangxin Gongxian Jiang

中国标准创新贡献奖　（Chinese Standard Innovation Award）　由中国国家质量监督检验检疫总局和国家标准化管理委员会共同设立的标准类国家奖。2006 年首次设立，旨在调动全国标准化工作者的积极性和创造性，奖励标准项目实施后对经济、社会发展所做的重要贡献，促进标准化事业的健康发展。

中国标准创新贡献奖的奖励范围包括国家标准、备案的行业标准、备案的地方标准、备案的企业标准、由中国主导起草的国际标准。中国标准创新贡献奖设一等奖、二等奖、三等奖 3 个等级。一等奖的标准项目包含主要内容的技术水平达到或接近国际先进水平，创新性突出，标准实施后取得重大的经济或社会效益，对促进中国国民经济和社会发展有重大作用，企业标准项目应当具有一定数量的发明专利；二等奖的标准项目包含主要内容的技术水平达到国际水平，创新性明显，标准实施后取得显著的经济或社会效益，对促进中国国民经济和社会发展有很大作用，企业标准项目应当具有发明专利；三等奖的标准项目包含主要内容的技术水平达到国内先进水平，创新性比较明显，标准实施后取得较大的经济效益或社会效益，对促进中国国民经济和社会发展有较大作用。

中国标准创新贡献奖中历年获奖的电力行为标准有：2006 年，DL/T 723—2000《电力系统安全稳定控制技术导则》获二等奖，GB/T 15145—2001《微机线路保护装置通用技术条件》、GB/T 18857—2002《配电线路带电作业技术导则》、750kV 输变电工程系列标准［Q/GDW 101—2003《750kV 变电所设计暂行技术规定（电气部分）》、Q/GDW 102—2003《750kV 架空送电线路设计暂行技术规定》、Q/GDW 103—2003《750kV 系统用主变压器技术规范》等 18 项］获三等奖；2007 年，GB/T 19185—2003《交流线路带电作业安全距离计算方法》获三等奖；2009 年，GB/T 14285－2006《继电保护和安全自动装置技术规程》获二等奖；2010 年，Q/GDW 319—2009《1000kV 交流输电系统过电压和绝缘配合导则》等 73 项国家电网公司企业标准获一等奖。


DL

中华人民共和国电力行业标准

电力系统安全稳定控制技术导则

Zhongguo Changjiang Dianli Gufen Youxian Gongsi

中国长江电力股份有限公司　（China Yangtze Power Co.，Ltd.）　简称长江电力。成立于 2002 年 9 月 29 日，由中国长江三峡集团公司作为主发起单位，联合华能国际电力股份有限公司、中国核工业集团公司、中国石油天然气集团公司、中国葛洲坝集团股份有限公司和长江水利委员会长江勘测规划设计研究院等 5 家发起单位设立的股份有限公司。长江电力是中国最大的水电上市公司，主要从事电力生产、经营和投资，电力生产技术咨询，水电工程检修维护业务。截至 2013 年 4 月底，长江电力葛洲坝水电站及三峡工程已投产的全部发电机组，总装机容量 2527.7 万 kW。此外，长江电力通过参股发电企业，拥有权益装机容量 295.59 万 kW。截至 2012 年底，长江电力拥有可控装机容量 2627.7 万 kW，其中水电装机容量 2527.7 万 kW，风电装机容量 100 万 kW。

长江电力总部下设 10 个职能部门，直属单位及二级子企业 14 家，主要有：三峡水电站（见图）装机容量 2250 万 kW；葛洲坝水电站装机容量 271.5 万 kW；向家坝水电站装机容量 640 万 kW；检修厂及三峡梯级调度通信中心等单位；建设中的溪洛渡水电站装机容量 1386 万 kW。长江

电力位居英国《金融时报》“2012 年度全球 500 强”第 201 位。



三峡水电站 70 万 kW 机组吊装（长江电力 提供）

长江电力由下属的原葛洲坝水电站改制设立；于 2003 年 11 月 18 日在上海证券交易所挂牌上市，股票名称长江电力，股票代码 600900；2009 年 9 月，长江电力完成重大资产重组，实现了中国长江三峡集团公司发电资产的整体上市。长江电力持有湖北能源集团股份有限公司 41.69％的股份，湖北鸿信资产管理有限责任公司 41.69％的股份，大冶有色金属有限公司 33.87％的股份，上海电力股份有限公司 8.77％的股份等。

长江电力管理世界上最大的电站，运行着世界上单机容量最大（80 万 kW）的混流式水轮发电机组和公称直径（11.3m）最大的轴流转桨式水轮机。

Zhongguo Changjiang Sanxia Jituan Gongsi

中国长江三峡集团公司 （China Three Gorges Corporation，CTG） 简称中国三峡集团，前身是中国长江三峡工程开发总公司，于 1993 年 9 月 27 日成立。2009 年 9 月 27 日更名为中国长江三峡集团公司，国有独资企业，注册资本金 1115.98 亿元。截至 2012 年底，中国三峡集团合并资产总额 3749.28 亿元。战略定位是以大型水电开发与运营为主的清洁能源集团；主营业务是水电工程建设与管理、电力生产、相关专业技术服务；以“建设三峡，开发长江”为使命，以大型水电开发与运营为核心业务，积极开发风电等其他清洁能源。



中国长江三峡集团公司 China Three Gorges Corporation

中国三峡集团设立董事会，并设有科学技术委员会、投资委员会、预算委员会等三个专业委员会，作为公司的技术、经济决策咨询机构。设立了北京管理总部、宜昌生产总部、成都建设总部的三总部管理体系。中国三峡集团共有中国长江电力股份有限公司、中国水利电力对外公司、中国三峡新能源公司等 10 个二级全资和控股子公司。其中中国长江电力股份有限公司（简称长江电力）是中国最大的水电上市公司，主要从事水力发电业务。长江电力是中国三峡集团的控股子公司，是中国三峡集团的电力生产管理主体，管理中国三峡集团所有发电机组，拥有葛洲坝及三峡两个水电站全部发电机组的经营权。

中国三峡集团已建成葛洲坝水利枢纽和长江三峡水利枢纽。葛洲坝水利枢纽由挡水大坝、船闸和电站组成，装机 21 台，总容量 271.5 万 kW，由大江水电站、二江水电站、500kV 开关站、220kV 开关站构成，是地区的枢纽电站和华中电网重要的电源点。通过后期 1 台保安电源机组扩建和 2 台机组改造增容，装机容量达 277.7 万 kW，最大出力达 293 万 kW，年均发电 157 亿 kW·h。长江三峡水利枢纽工程由挡水大坝、通航建筑物和水电站组成，装机 34 台，装机容量 2250 万 kW。其中左右岸电站装机 26 台单机容量为 70 万 kW 的混流式水轮发电机组，装机容量 1820 万 kW；地下电站位于右岸山体内，装机 6 台 70 万 kW 机组，装机容量 420 万 kW；电源电站位于左岸山体内，装机 2 台 5 万 kW 机组，装机容量 10 万 kW。图 1、图 2 为长江三峡水利枢纽工程及其五级船闸。



图 1 长江三峡水利枢纽工程（杨生春 摄）



图 2 长江三峡水利枢纽工程双线五级船闸（杨生春 摄）

国家授权中国三峡集团滚动开发长江上游干支流水力资源，组织建设溪洛渡、向家坝、乌东德及白鹤滩 4 个特大型水电站。溪洛渡、向家坝水电站已分别于 2005 年和 2006 年正式开工。乌东德、白鹤滩水电站的前期勘测设计工作正在进行中。这 4 个水电站规划装机容量 3850 万 kW，年发电量 1753 亿 kW·h。

向家坝水电站由挡水大坝、垂直升船机和电站等组成。电站在左右岸各装有 4 台单机容量 80 万 kW 的水轮发电机

组，电站装机容量 640 万 kW，年发电量 307.47 亿 kW·h。工程于 2004 年 3 月开始筹建，2006 年 11 月主体工程正式开工，计划 2015 年全部竣工。

溪洛渡水电站由挡水大坝、电站组成。电站在左、右岸各安装 9 台单机容量 77 万 kW 的水轮发电机组，电站装机容量 1386 万 kW，多年平均发电量 571.2 亿 kW·h。工程于 2003 年底开始筹建，2005 年底正式开工，2007 年实现截流，计划 2015 年完工。

中国三峡集团利用在水电开发和运营方面的技术、管理优势，逐步建立“咨询、规划设计、投资、建设、运营”的一体化业务体系，已在国际水电工程咨询、工程总承包(EPC)、建设—拥有—经营—转让（BOOT）等领域获得进展。开展的项目主要有老挝南立 1-2 水电站（建设—拥有—经营—转让，10 万 kW)、马来西亚沐若水电站（工程总承包，94.4 万 kW)、苏丹上阿特巴拉水利枢纽［工程总承包，(12+1.5) 万 kW］等。

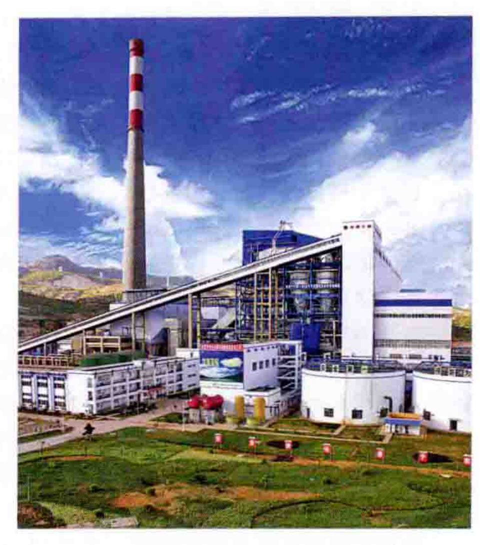
中国三峡集团已开发内蒙古、新疆、甘肃、青海、吉林及江苏等地区的风电场。截至 2012 年底，风电和太阳能发电装机容量达到 136.75 万 kW。

Zhongguo Datang Jituan Gongsi

中国大唐集团公司 （China Datang Corporation，CDT） 简称大唐集团。2002 年 12 月中国电力体制改革时，经国务院批准在国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有大型骨干企业，国家授权投资机构和国家控股公司，中国五大发电集团之一，注册资本金为人民币 153.9 亿元。主要经营范围包括经营大唐集团及有关企业中由国家投资形成并由大唐集团拥有的全部国有资产；从事电力能源的开发、投资、建设、经营和管理；组织电力（热力）生产和销售；电力设备制造、设备检修与调试；电力技术开发、咨询；电力工程、电力环保工程承包与咨询；新能源开发；与电力有关的煤炭资源开发生产；自营和代理各类商品及技术的进出口；承包境外工程和境内国际招标工程；上述境外工程所需的设备、材料出口；对外派遣实施上述境外工程所需的劳务人员。

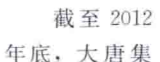


大唐集团实行以集团公司、分（子）公司、基层企业三级责任主体为基础的集团化管理体制和运作模式。截至 2011 年底，拥有二级机构 28 家，三级机构 431 家。集团总部设有 18 个职能部门。在二级企业中，拥有首家在伦敦上市的中国企业、首家在香港上市的电力企业——大唐国际发电股份有限公司，较早在国内上市的大唐华银电力股份有限公司和广西桂冠电力股份有限公司，以及在香港上市的中国大唐集团新能源股份有限公司 4 家上市公司；设有中国大唐集团湖南、安徽、河南、山西、江苏、四川、云南、广西、西藏分公司（其中，湖南分公司与大唐华银电力股份有限公司、广西分公司与广西桂冠电力股份有限公司实行一套机构、两块牌子）9 家分公司；区域发电公司 8 家；拥有中国水利电力物资有限公司、大唐电力燃料有限公司、中国大唐集团科技工程有限公司、中国大唐集团财务有限公司、中国大唐集团海外投资有限公司、中国大唐集团煤业有限责任公司等多家专业公司以及中国大唐技术经济研究院。



云南大唐红河发电厂（30 万 kW 循环流化床发电机组）（大唐集团 提供）

2006 年，大唐集团“循环流化床（CFB）锅炉关键技术的自主研发及应用”获得国家科学技术进步奖二等奖见图。（见电力工业重大科技获奖项目）



截至 2012 年底，大唐集团发电装机规模 11 380.2 万 kW；60 万 kW 及以上等级火电机组台数和所占比重均居全行业前列。水电装机规模达到 1656.59 万 kW；风电从无到有，5 年间连续跨越了 8 个百万千瓦台阶，超过 800 万 kW。大唐集团 2006～2012 年主要业绩指标见表。

大唐集团拥有中国大陆最大的火力发电厂——内蒙古托克托发电厂，装机容量 540 万 kW。截至 2012 年，拥有中国第二大在役水电站——龙滩水电站，装机容量 490 万 kW；世界最大在役风电场——内蒙古赤峰赛罕坝风电场；亚洲第一座海上风电场——上海东海大桥海上风电场；中国最大的露天煤矿之一——内蒙古胜利煤田东二号矿；中国第一个大型煤制天然气示范工程——内蒙古克什克腾煤制气项目；世界 MTP 技术首例大型工业化应用项目——内蒙古多伦煤化工项目；中国第一个荒漠化并网型光伏电站——甘肃武威太阳能电站；世界第一个注册成功的黄金标准风电 CDM 项目——福建漳浦六鳌风电项目。

大唐集团 2006～2012 年主要业绩指标

业绩指标	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
装机容量（万 kW）	5406	6482	8242	10 017.23	10 589.59	11 105.7	11 400
发电量（亿 kW·h）	2516	3048	3530	3898.54	4725.75	5156	5115
资产总额（亿元）	2257	2949	4076	4778.45	5205.82	6161	6559

Zhongguo Diangong Jishu Xuehui

中国电工技术学会 （China Electrotechnical Society，CES） 成立于 1981 年 7 月，是民政部登记注册的国家级学会，总部设在北京。业务主管单位为中国科学技术协会，由中国机械工业联合会代管。截至 2011 年，学会设有 8 个工作委员会、48 个专业委员会，联系 16 个省级学会。个人会员 5 万余名，高级会员 2000 余名，团体会员 1500

余个。

中国电工技术学会的专业领域为电工理论的研究与应用，电工新技术的研究与开发，电工装备与电器产品的设计、制造，测试技术，电工材料与工艺，电工技术与电气产品在电力、冶金、石油、化工、交通、矿山、煤炭、建筑、水工业、新能源等领域中的应用。主要业务为国内外学术交流，继续教育和培训，普及电工科技知识，编辑出版电工科技学术刊物和音像制品，举办科技展览，科技咨询；接受委托承担电工科技领域项目的评估、论证、新技术、新产品推广，电工科技成果鉴定，电气工程专业技术资格评审；推荐有突出贡献的电工科技工作者和学会先进工作者；承办中国电工技术学会科学技术奖。

商务部和科技部分别授予中国电工技术学会具有举办境内对外经济技术展览会和国际科学技术展览主办资格。举办的展会有国际电工装备与技术交流展览会、国际电力电子技术与电气传动展览会、国际电磁兼容展览会等，成功举办了第16届和第25届世界纯电动车、混合动力车和燃料电池车展览会。

经国家科学奖励办公室批准，于2001年设立了“中国电工技术学会科学技术奖”，根据《中国电工技术学会科学技术奖奖励条例》每年组织申报和评审。

受政府有关部门委托或批准，组织开展电气工程专业技术资格评审工作和电气工程教育学科认证试点工作。

主要出版物有《电工技术学报》（月刊），1984年试刊，1986年正式出版，主要刊登电工领域的理论、科研、设计、制造、测试及应用方面的学术论文；《电气技术》（月刊）创刊于2000年，是电工行业较有影响的综合性刊物。中国电工技术学会系统专业委员会还承担相关专业多种期刊及内部刊物的编辑出版工作。

Zhongguo Dianji Gongcheng Xuehui

中国电机工程学会 （Chinese Society for Electrical Engineering, CSEE） 成立于1934年（见图1），原名中国电机工程师学会，1958年改为现名。总部设在北京，挂靠国家电网公司，接受中国科学技术协会和民政部的业务指导和监督管理，是中国电机工程科学技术工作者自愿组成并依法登记成立的非营利性学术性法人社会团体，是中国电机工程科技事业的重要社会力量。

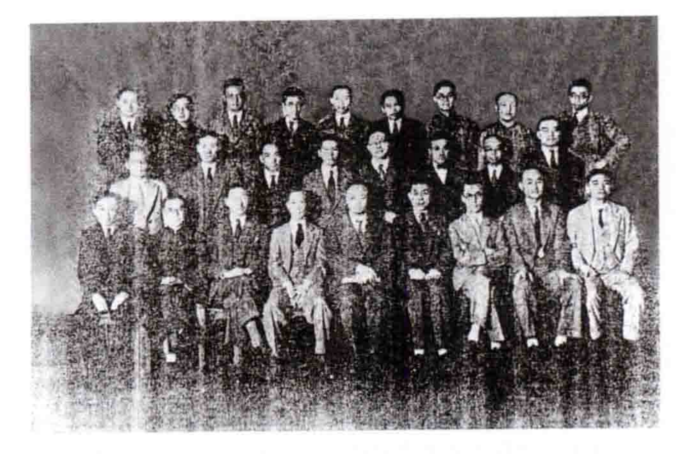


图1 中国电机工程师学会成立大会部分代表合影（1934年）
丁佐成 杨耀德 曹凤山 钟兆琳 胡瑞祥 张承佑 李开第 杨肇濂 寿俊良（后排）
方子卫 沈祖卫 诸葛恂 包可永 金龙章 邹宗曜 范涛康 赵曾珏（中排）
沈嗣芳 张惠康 庄仲文 裘维裕 张廷金 李熙谋 陈良辅 徐东仁 周玉坤（前排）
（中国电机工程学会 提供）

中国电机工程学会的最高权力机构是会员代表大会，每五年举行一次。第一次全国会员代表大会于1958年5月在北京召开；第二次全国会员代表大会于1963年10月在北京举行，包括该大会的8个全国性会议的全体会议代表受到了毛泽东以及刘少奇、周恩来、朱德、邓小平等党和国家领导人的接见。理事会是会员代表大会的执行机构，在会员代表大会闭幕期间领导本会开展日常工作。学会的重大事项由理事会和会员代表大会进行决策，日常事务由总部办事机构完成。学会设有组织、学术、科普、外事、咨询、编辑、青年和教育、名词术语8个工作委员会和33个专业委员会。33个省级电机工程（电力）学会是中国电机工程学会的单位会员。中国电机工程学会英国分会（CSEE UK Branch）于1993年成立。

中国电机工程学会组织开展国内外学术交流，科技信息传播；编辑出版电机工程方面的学术刊物、科普书刊、科技书籍、报刊和音像制品，组织编纂《中国电力百科全书》（见图2、图3）；受政府委托承办或根据市场和行业发展需要举办科技成果展览展示活动；普及电机工程科学技术知识；组织青少年参与电机工程领域的科技活动；开展民间国际学术技术交流活动，与国（境）外电机工程领域专业



图2 2001年中国电机工程学会召开《中国电力百科全书》（第二版）工作会议
（中国电机工程学会 提供）

组织建立合作关系，参与相关学术活动；开展电机工程的科学技术发展方向、产业发展战略、科技规划编制、相关政策及重大技术经济问题的探讨与研究，提出咨询意见和建议；接受委托承担和参与电机工程技术领域的项目评估、论证、咨询、科技评价和专业技术资格评审；举荐科技人才，表彰奖励为电机工程领域科学技术发展做出突出贡献的会员；开展电机工程的培训和继续教育；兴办有利于科学技术发展和人才成长的社会公益事业；经政府有关部门委托或批准，进行电力行业科技成果管理（科技成果登记、科技保密、科技查新等）；电机工程技术标准的编审；电机工程教育认证试点；电力安全性评价、重大电力事故技术调查与分析等；承办中国电力科学技术奖。2010年中国电机工程学会和美国电气与电子工程师学会（IEEE）联合设立了顾毓琇（1902—2002，中国电机工程学会创始人之一，曾任会长）电机工程奖。第一届至第三届及2013年度顾毓琇电机工程奖得主分别为贺家李、楼家法、于尔铿、王祥珩。

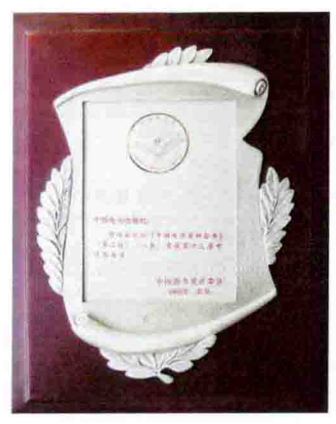




图3　《中国电力百科全书》（第二版）（八卷）荣获第十三届中国图书奖（中国电机工程学会　提供）

中国电机工程学会主要出版《中国电机工程学报》（旬刊）、《动力与电气工程师》、《电信息》（半月刊）、《中国电力》（月刊）、《Electricity》（双月刊）；中国电机工程学会还定期出版专业论文集。

Zhongguo dianjia zhidu he zhengce

中国电价制度和政策　(electricity price system and policy in China)　中国的政府部门根据国家和电力行业发展规划制定的电价水平调整、电价管理体制、电价改革方案、电价形成机制等的权威性、标准性的规定。中国电价由政府价格主管部门主导，政府价格主管部门对电力价格实行“统一领导、分级管理”，省及省以上电网的电价由国务院价格主管部门负责管理，省以下独立电网的电价由省级价格主管部门负责管理。国家电力监管委员会（简称国家电监会）、国家能源局可对电价政策和电价水平提出调整意见。按照电力生产经营环节，中国电价划分为上网电价、输配电价和销售电价。中国电价由成本、费用、税金和利润构成，价格水平按“合理补偿成本、合理确定收益、依法计入税金、坚持公平负担”的原则制定。

中国的电价作为中国电力改革发展中的重要一环，其发展过程大体可以分为四个阶段：第一阶段是1882～1984年，国家实行指令性统一电价。电价从初期的定额电价制发展到两部制电价，并实行功率因数调整电费办法，对电解铝、硅铁和电石工业实行优待电价。在此期间，根据电力工业的发展情况，对各项电价制度的适用范围和标准进行了几次调整。第二阶段是1985～1996年，国家实行指导性电价（主要模式是还本付息电价）和指令性电价并存政策。在此期间，国家出台了随燃料价格浮动的电价制度，在部分地区推行峰谷电价、丰枯电价制度，并实行新电新价和超用电加价政策；对指令性电价和指导性电价进行并轨，实行新的目录电价。第三阶段是1997～2003年，国家改革上网电价定价机制，将原有的还本付息电价改为经营期电价。在此期间，新建项目的发电成本由原来的按个别成本核定逐步改为按平均成本核定，实行统一销售电价，推行城乡用电同价等。第四阶段是2004年至今，电价改革逐步转向以市场化为主的发展模式。国家出台并实施了上网电价、输配电价、销售电价的电价管理和改革办法，进行了发电环节竞价上网的市场化改革，并根据国家节能减排的要求，出台了一系列节能环保的电价政策。

电价政策是电力交易市场的核心环节。自2000年以来，中国已经出台的主要电价政策包括标杆上网电价政策、煤电价格联动政策、电能交易价格政策、用电侧电价政策（主要包括大用户直购电输配电价政策和阶梯电价政策）、节能环保电价政策（主要包括脱硫脱硝电价政策、可再生能源电价政策、差别电价政策和超能耗产品惩罚性电价政策）（见表）。

2000年以来中国出台的主要电价政策

电价政策	政　策　描　述
标杆上网电价政策	2004年3月，出台标杆上网电价政策，统一制定并颁布各省新投产的燃煤机组上网电价。 2009年7月底，国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委）发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，对风力发电上网电价政策进行了完善。 2010年7月，国家发展改革委下发了《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》，对农林生物质发电项目实行标杆上网电价政策。 上述政策是国家为推进电价市场化改革，在经营期电价的基础上，对新建发电项目实行按区域或省平均成本统一定价的电价政策。旨在加强发电企业内部管理，促进发电企业之间的公平竞争
煤电价格联动政策	2004年12月15日，国家发展改革委与国家电监会联合颁布了《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》。 这项政策是根据煤炭价格与电力价格的传导机制，通过建立上网电价与煤炭价格的联动公式，实现煤电价格联动的一项价格政策。旨在理顺煤电价格关系，促进煤炭、电力行业全面、协调、可持续发展

续表

电价政策		政策描述
电能交易价格政策		2005年2月25日，国家发展改革委和国家电监会联合印发《关于促进跨地区电能交易的指导意见》，对跨地区交易价格进行了明确规定。 2007年7月9日，国家电监会发布《跨区域输电价格审核暂行规定》，对跨区域输电价格审核的依据、内容、程序等做出了规定。 2009年10月15日，国家发展改革委、国家电监会、国家能源局联合下发《关于规范电能交易价格管理有关问题的通知》，对电价行为进行了全面规范。 上述政策是为规范发电企业与电网企业之间的交易价格、跨省及跨区域电能交易价格和电网企业与终端用户之间的交易价格而制定的一项价格政策。旨在规范电能交易价格行为，维护电力市场交易秩序，保障电力交易主体的合法权益，促进电力资源优化配置
用电侧电价政策	大用户直购电输配电价政策	2009年6月24日，国家发展改革委、国家能源局、国家电监会联合印发了《关于完善电力用户与发电企业直接交易试点工作有关问题的通知》。 这项政策是对于符合准入条件的电力大用户与发电企业按照自愿参与、自主协商的原则直接进行购售电交易的一项输配电价政策。旨在引入竞争机制，增加电力用户选择权，促进市场化电价机制的形成
	阶梯电价政策	2011年11月29日，国家发展改革委印发《关于居民生活用电实行阶梯电价的指导意见》。 这项政策是对用户消费的电量进行分段计价，电价随电量的增加呈阶梯状变化的一种定价机制。旨在反映电力资源价值，引导居民节约用电
节能环保电价政策	脱硫脱硝电价政策	2004年5月21日，国家环境保护总局印发《火电厂大气污染物排放标准》。 2007年5月29日，国家发展改革委与国家环境保护总局联合颁布《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法（试行）》。 上述政策是一个运用赏罚分明的经济手段，鼓励燃煤电厂安装、运营脱硫脱硝设施，为减少二氧化硫、氮氧化物的排放量而制定的电价政策。旨在控制火电厂大气污染物排放，改善空气质量，促进相关环保产业的发展
	可再生能源电价政策	2006年1月4日，国家发展改革委颁布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》。 2007年1月17日，国家发展改革委出台《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》。 上述政策是针对包括太阳能、风能、水能、生物质能、地热能和海洋能等可再生能源采取的一项电价政策
	差别电价政策	2006年9月17日，国务院办公厅转发国家发展改革委《关于完善差别电价政策意见的通知》。 这项政策是针对高能耗产业制定的将价格政策与产业政策相结合的一项重要电价政策。其目标是抑制高能耗企业盲目投资和低水平重复建设，促进现有高能耗企业进行节能降耗技术改造，逐步淘汰落后生产能力，提高高能耗企业的整体技术装备水平和竞争能力，实现资源优化配置
	超能耗产品惩罚性电价政策	2010年5月4日，国务院下发《关于进一步加大工作力度，确保实现“十一五”节能减排目标的通知》。 2010年5月12日，国家发展改革委、国家电监会及国家能源局联合下发《关于清理对高耗能企业优惠电价等问题的通知》。 上述政策是对能源消耗超过国家和地方规定的单位产品能耗（电耗）限额标准的企业和产品实行惩罚性电价的政策。旨在抑制高耗能、高排放行业的过快增长，加快淘汰落后产能，推动传统产业改造升级和调整能源消费结构

Zhongguo Dianli Baoshe

中国电力报社 （China Electric Power Newspaper Office） 见中国电力传媒集团有限公司。

Zhongguo Dianli Chubanshe Youxian Gongsi

中国电力出版社有限公司 （China Electric Power Press，CEPP） 简称中国电力出版社，是英大传媒投资集团有限公司全资子公司，隶属于国家电网公司，是以图书出版为主体，音像制品、电子出版物、网络出版共同发展的大型科技出版企业。注册地址为北京市。成立于1951年，从燃料工业出版社开始，经历了电力工业出版社、中国工业出版社和水利电力出版社几个历史阶段，1994年中国电力出版社成立，2006年转企改制为中国电力出版社有限公司，2008年与国家电网报社重组成立英大传媒投资集团有限公司。



中国电力出版社成立60周年纪念

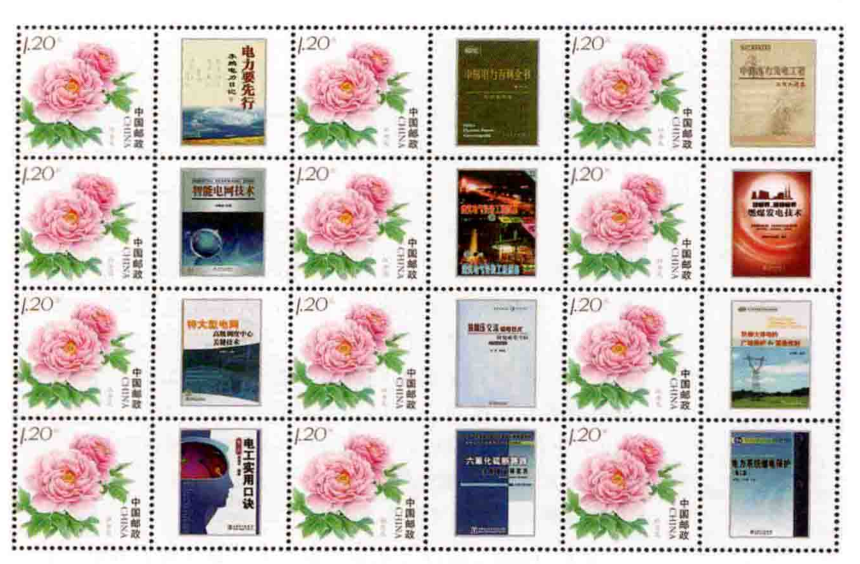
中国电力出版社设有出版管理部、选题规划中心、电网技术图书中心、电网综合图书中心、发电图书中心、用电图书中心、建筑机械图书中心、教材中心、图书营销中心、设计制作中心等部门及世纪东方公司。出版范围包括电力工程、能源动力工程、水利水电工程、建筑机械工程，以及电工电子技术、自动化技术和经济管理、外语、少儿等领域的科技著作、技术标准、大中专教材、音像制品、电子出版物。每年出版新品2000多种，其中，电力工程类在市场占有主导地位，电工电子和建筑类进入市场前列，财经和外语类在市场产生重要影响，形成专业—教育—大众出版模式。截至2012年，累计出版图书3万余种，2亿多册，为中国电力工业发展、电力科技进步、电力人才培养


《青藏电力联网工程》2013年获得第三届中国出版政府奖图书提名奖

和科技知识传播，做出了积极的贡献。

中国电力出版社坚持“立足电力，面向市场，传承科技，服务社会”的办社宗旨，重视图书质量的管理和控制，重视精神文明建设和职工素质的提高，多年保持中央国家机关文明单位和首都文明单位称号。出版的图书、音像制品和电子出版物多次获得国家图书奖、中国图书奖、国家音像制品奖、中国出版政府奖、中华优秀出版物奖、“三个一百”原创出版工程等多种奖励。1993 年，被中共中央宣传部和国家新闻出版署表彰为全国首批 15 家优秀图书出版单位之一，2007 年后相继荣获中国出版政府奖——先进出版单位、全国文化体制改革优秀企业、全国百佳图书出版单位等荣誉。

中国电力出版社重视国际合作与交流，积极拓展海外市场，已与培生集团、爱思唯尔、斯普林格、约翰威立、麦克劳·希尔、奥莱理等多家国际权威出版机构建立了良好的合作关系。



中国电力出版社成立 60 周年纪念

为了更好地为广大读者服务，中国电力出版社除依靠新华书店发行图书外，还在全国设立了 40 多家电力图书发行站和电力书店。

Zhongguo Dianli Chuanmei Jituan Youxian Gongsi

中国电力传媒集团有限公司 (China Power Media Group Co.，Ltd.) 原名为水利电力报刊社，成立于 1982 年，1986 年更名为中国水利电力报社；1989 年更名为中国电力报社；先后隶属于电力部、水利电力部、能源部、电力工业部、国家电力公司；2003 年电力体制改革后，由国家电力监管委员会主管，2006 年实行编委会领导下的总编辑负责制。2011 年 9 月，被列入第一批非时政报刊出版单位体制改革试点单位，2012 年 12 月 20 日正式更名中国电力传媒集团有限公司。

中国电力传媒集团有限公司构建了“报业事业部、出版印刷事业部、酒店与资产管理事业部、教育培训事业部、新媒体事业部和一个综合管理机构”的扁平化组织结构。在全国拥有若干家区域中心及 47 个记者站。

中国电力传媒集团公司注册资本 1 亿元，总资产 6 亿元，年产值 3 亿元。主营业务包括：报刊出版和发行、广告、网络传播、展览展示、设计制作、网络电视、图书出版、信息咨询、技术开发与转让、酒店管理、商业贸易、文化地产及实业投资等。

中国电力传媒集团有限公司旗下包括《中国电力报》《中国电业》《中国发电》《电业技术》，中国电力新闻网、中国电力网络电视台和中电报电子音像出版社，形成了多层次的全媒体覆盖。其中，《中国电力报》是唯一覆盖全行业的行业报，2013 年发行量达 20 余万份。

Zhongguo dianli gongye

中国电力工业 (electric power industry in China) 1879 年 5 月（清光绪五年），上海公共租界工部局电气工程师毕晓浦（J. D. Bishop）以 7.46kW 蒸汽机为动力，带动自励式直流发电机发电，点燃碳极弧光灯，标志着中国第一盏电灯的问世。1882 年 7 月 26 日，英国人 R. W. 立德尔（R. W. Little）在上海大马路 31 号 A（今南京东路 190 号）创办的中国第一座发电厂正式发电，点亮了沿外滩到虹口招商局码头串接的 15 盏弧光灯，标志着中国电力工业的起步（见用电）。清宫廷自 1888 年至 1907 年的 20 年间，先后在北京西苑、颐和园、宁寿宫建成三处电灯公所，共安装发电机 3 台，总容量不足 50kW，供宫廷用电；其中西苑和颐和园两处的发电设备在 1900 年“八国联军”侵占北京时完全被破坏，见图 1。1910 年 8 月，由云南民间资本集资兴建的中国大陆第一座水电站——石龙坝水电站（装机容量 480kW）开工建设。到 1911 年底，中国发电装机容量共 2.7 万 kW；1936 年底达到 136.59 万 kW。截至 1949 年底，中国发电装机容量 184.86 万 kW，年发电量 43.1 亿 kW·h，分别居世界的第 21 位和第 25 位。

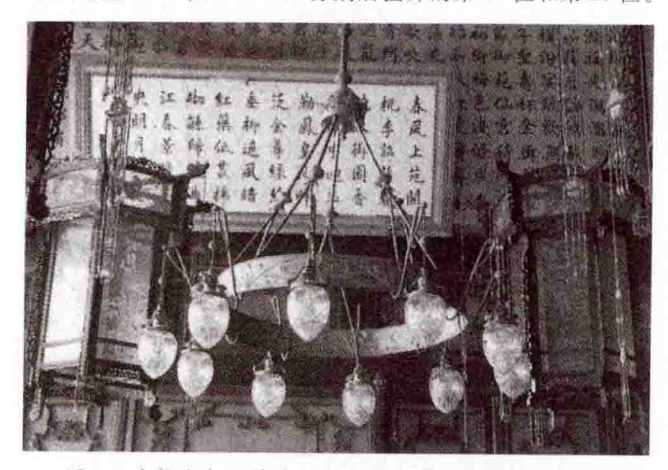


图 1　清朝末年安装在颐和园排云殿内的电照明宫灯

1949 年以后，特别是 1978 年以后，中国电力工业快速发展，电力供应支撑经济社会发展的能力显著增强，发电装机规模、发电量和电网规模均居世界第一位，成为电力生产

和消费大国，有效保障了中国经济社会的快速发展。随着电源结构与布局的进一步优化和电网优化配置资源能力的明显提高，电力供应的安全性、可靠性和经济性日益提高。风电、太阳能发电等可再生能源发电发展迅猛，装机规模已居世界第一位。中国电力工业已跨入大电站、高参数、大容量机组和大电网、特高压、智能化的新时代。

装机容量和发电量 截至2012年底，中国发电装机容量为11.4676亿kW，年发电量为49865亿kW·h。表1列出了中国1952～2012年发电装机容量和年发电量构成。

表1 1952～2012年中国发电装机容量和年发电量构成

年份	装机容量（万kW）			总发电量（亿kW·h）		
	总计	水电	火电	总计	水电	火电
1952	197	19	178	73	13	60
1962	1304	238	1066	458	90	368
1970	2377	624	1753	1159	205	954
1980	6587	2032	4555	3006	582	2424
1985	8705	2641	6064	4107	924	3183
1990	13789	3605	10184	6213	1263	4950
1995	21722	5218	16294	10069	1868	8074
2000	31932	7935	23754	13685	2431	11079
2001	33849	8301	25314	14839	2611	12045
2002	35657	8607	26555	16542	2746	13522
2003	39141	9490	28977	19052	2813	15790
2004	44239	10524	32948	21944	3310	18104
2005	51718	11739	39138	24975	3964	20437
2006	62370	13029	48382	28499	4148	23741
2007	71822	14823	55607	32644	4714	27207
2008	79273	17260	60286	34510	5655	28030
2009	87410	19629	65108	36812	5717	30117
2010	96641	21606	70967	42278	6867	34166
2011	106253	23298	76834	47306	6681	39003
2012	114676	24947	81968	49865	8556	39255

1949年中华人民共和国成立，为中国电力工业的发展创造了有利条件。由于发展建设历经多次曲折反复，到1978年底，中国发电装机容量仅为5712万kW，年发电量2566亿kW·h，人均装机容量不足0.6kW，人均发电量不足270kW·h。1978年以后，中国电力工业的发展速度大幅提升，电力生产供应能力快速增强，尤其是2002年实行电力体制改革以来，中国发电装机容量快速提高。至1987年，中国发电装机容量达到1亿kW，从1949年算起，共用了38年；从1亿kW到2亿kW（1995年）用了8年；从2亿kW到3亿kW（2000年）用了5年；从3亿kW到4亿kW（2004年）用了4年；而从4亿kW到5亿kW（2005年）仅用了19个月；突破5亿kW（2005年）、6亿kW（2006年）、7亿kW（2007年）都只用了不到12个月；2008年建设速度放缓，2009年突破8亿kW，2011年和2012年每年新增装机容量都在1亿kW左右，2012年突破11亿kW。

2003～2012年，中国发电装机容量10年间增长了2.98倍，基本满足了国民经济发展和人民生活水平提高对电力的需求。由此，中国电力工业经历了10年连续快速增长，并开始进入智能电力系统、低碳绿色发展的新时期。

中国发电装机以火电为主，其比重长期保持在70%以上。表2列出了1980～2012年中国发电装机容量构成及比重。

表2 1980～2012年中国发电装机容量构成及比重（%）

年份	水电	火电	核电	风电
1980	30.8	69.2		
1985	30.3	69.7		
1990	26.1	73.9		
1995	24.0	75.0	1.0	
2000	24.8	74.4	0.7	
2001	24.5	74.8	0.6	
2002	24.1	74.5	1.3	
2003	24.2	74.0	1.6	
2004	23.8	74.5	1.5	
2005	22.7	75.7	1.3	
2006	20.9	77.6	1.1	
2007	20.6	77.4	1.2	0.6
2008	21.8	76.0	1.1	1.1
2009	22.5	74.5	1.0	2.0
2010	22.4	73.4	1.1	3.06
2011	21.9	72.3	1.2	4.35
2012	21.75	71.48	1.10	5.36

火电　截至2012年底，中国火电装机容量为81968万kW，占总装机容量的71.48%；火电发电量为39255亿kW·h，占总发电量的78.72%。单机容量在30万kW及以上火电机组占全部火电机组容量的比重超过75%。内蒙古大唐托克托发电厂是中国大陆最大的火电厂，装机容量540万kW。表3列出了1980～2012年中国火电发电装机容量及其发电量增长情况。表4列出了2012年中国火电机组容量等级结构。（见火力发电）

表3 1980～2012年中国火电发电装机容量及其发电量

年份	容量（万kW）	比重（%）	发电量（亿kW·h）	比重（%）
1980	4555	69.2	2424	80.6
1985	6064	69.7	3183	77.5
1990	10184	73.9	4950	79.7
1995	16294	75.0	8074	80.2
2000	23754	74.4	11079	81.0
2001	25314	74.8	12045	81.2
2002	26555	74.5	13522	81.7
2003	28977	74.0	15790	82.9
2004	32948	74.5	18104	82.5
2005	39138	75.7	20437	81.8
2006	48382	77.6	23741	83.3
2007	55607	77.4	27207	83.3
2008	60286	76.0	28030	81.2
2009	65108	74.5	30117	81.8
2010	70967	73.4	34166	80.8
2011	76834	72.3	39003	82.5
2012	81968	71.48	39255	78.72

表 4　2012 年中国火电机组容量等级结构

指标分类			计算单位	火电机组合计	占统计调查范围内火电容量比例(%)
6000kW 及以上		合计	台	6805	100
			万 kW	80302	
其中	60 万 kW 及以上	小计	台	488	40.15
			万 kW	32241	
	30 万～60 万 kW（不含 60 万 kW）	小计	台	882	35.42
			万 kW	28441	
	20 万～30 万 kW（不含 30 万 kW）	小计	台	250	6.49
			万 kW	5212	
	10 万～20 万 kW（不含 20 万 kW）	小计	台	475	7.80
			万 kW	6261	
	10 万 kW 以下	小计	台	4710	10.14
			万 kW	8146	

20 世纪 80 年代初，中国从美国引进了亚临界蒸汽参数 30 万 kW 和 60 万 kW 火力发电机组的设计和设备制造成套技术，还从美国、瑞士、苏联等国直接引进了多台 30 万、50 万、60 万 kW 超临界参数火力发电机组。中国的火电机组蒸汽参数经历了由高压、超高压、亚临界到超临界和超超临界的发展，与国际先进水平的差距进一步缩小，大大提高了火电厂的热效率。

进入 21 世纪特别是 2005～2012 年间，中国火力发电机组的容量、参数、效率、环保性能、节水等技术指标不断提高，超超临界机组广泛应用，大型空冷机组、循环流化床锅炉、脱硫脱硝等先进技术逐步推广。到 2012 年底，60 万 kW 及以上火电机组所占比例已达 40.15%。火电机组平均单机容量 11.8 万 kW。2006 年 11 月，中国第一台超超临界百万千瓦机组——华能玉环发电厂 1 号机组投产（见图 2）。到 2012 年底，中国投产百万千瓦级超超临界机组 54 台，成为世界上拥有超超临界机组最多的国家。2010 年 12 月，宁夏灵武发电厂二期工程建成投产，成为世界上首个百万千瓦超超临界空气冷却发电机组项目。2011 年，中国启动了“国家 700℃超超临界燃煤发电技术”开发计划，成立了国家 700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟，其目标是开发 60 万 kW 级、蒸汽参数为 35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。



图 2　华能玉环发电厂（位于浙江省台州市，4×100 万 kW 超超临界燃煤发电机组，2007 年度国家科学技术进步奖一等奖，一期工程 2008 年国家优质工程金质奖）（中国华能集团公司　提供）

水电　2004 年，中国水电装机容量突破 1 亿 kW，2010 年突破 2 亿 kW。截至 2012 年底，中国水电装机容量达到 24947 万 kW，居世界第一位。其中拉西瓦水电站 6 号机组和小湾水电站 4 号机组分别成为中国发电装机容量突破 8 亿 kW 和中国水电装机容量突破 2 亿 kW 标志性机组。2012 年全国最大也是世界最大的电站为三峡水电站，装机容量达 2250 万 kW。表 5 列出了 1980～2012 年中国水电发电装机容量及其发电量情况。

表 5　1980～2012 年中国水电发电装机容量及其发电量

年份	容　量（万 kW）	比　重（%）	发电量（亿 kW·h）	比　重（%）
1980	2032	30.8	582	19.4
1985	2641	30.3	924	22.5
1990	3605	26.1	1263	20.3
1995	5218	24.0	1868	18.6
2000	7935	24.8	2431	17.8
2001	8301	24.5	2611	17.6
2002	8607	24.1	2746	16.6
2003	9490	24.2	2813	14.8
2004	10524	23.8	3310	15.1
2005	11739	22.7	3964	15.9
2006	13029	20.9	4148	14.6
2007	14823	20.6	4714	14.4
2008	17260	21.8	5655	16.4
2009	19629	22.5	5717	15.5
2010	21606	22.4	6867	16.2
2011	23298	21.9	6681	14.1
2012	24947	21.75	8556	17.16

截至 2008 年，中国共有 30m 以上的已建、在建大坝 5191 座，其中 100m 以上 142 座。2008 年 1 月，高 216.5m 的龙滩大坝全线封顶，成为中国唯一一座 200m 级碾压混凝土重力坝，也是世界上最高的碾压混凝土大坝。2010 年 3 月，高 294.5m 的小湾水电站大坝全线封顶，成为世界上最高的拱坝。世界已建和在建的规模最大的前 10 座水电站中，中国的三峡、溪洛渡、向家坝、龙滩水电站分列第 1、2、3、9 位。

20 世纪 80 年代，中国就已初步建立起较完整的现代水电设备制造业。90 年代以后，依托国家重大工程项目，在采购先进设备的同时，引进关键技术消化、吸收、再创新，中国水电装备的设计、制造、安装和运行技术水平不断取得进步。刘家峡、龙羊峡和岩滩水电站等一批单机容量 30 万 kW 级水轮发电机组相继投产发电；单机容量 40 万 kW 的李家峡，单机容量 55 万 kW 的二滩水电站，特别是 70 万 kW 机组三峡水电站右岸机组和龙滩水电站的成功投运，标志着中国水电机组的设计、制造达到世界先进水平。三峡水电站机组的单机容量为 70 万 kW，最大出力可达 85.2 万 kW（见图 3）。溪洛渡、向家坝、拉西瓦、白鹤滩、乌东德等电站的单机容量已从 70 万 kW 向 80 万 kW 甚至 100 万 kW 机组发展。（见水力发电）

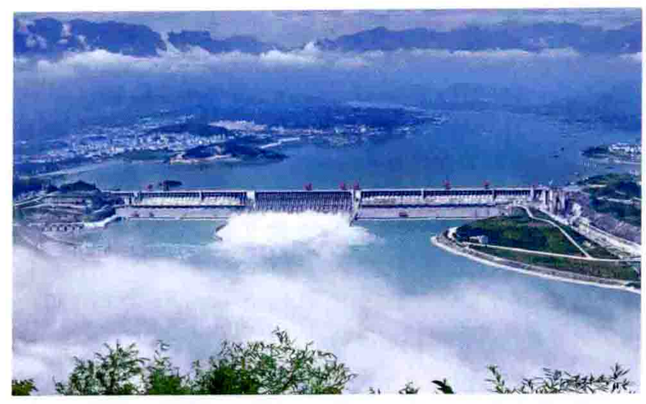


图 3　三峡水电站全景（中国能源建设集团有限公司　提供）

核电　1994 年 4 月，由中国自行设计和建造的秦山核电厂 30 万 kW 机组投入运行；广东大亚湾核电厂 2 台进口 90 万 kW 压水堆机组分别于 1994 年 2 月和 5 月投入商业运行；2007 年江苏田湾核电厂 2 台百万千瓦机组投产；2010 年广东岭澳核电厂二期工程 1 号机组和秦山核电厂二期工程 3 号机组相继投产，其中广东岭澳核电厂二期工程 1 号机组成为中国发电装机容量突破 9 亿 kW 标志性机组。到 2012 年底，中国核电装机容量达到 1257 万 kW。（见核能发电）

中国核电技术装备自主化不断实现重大突破，自行研制了 30 万 kW 和 60 万 kW 压水堆核电设备，60 万 kW 核电设备国产化率达 70%以上，岭澳二期百万千瓦核电机组国产化率已提高到 70%。核电厂的主要设备和辅机，大部分已拥有自主知识产权，并形成上海、东北和四川三大核电装备制造基地，百万千瓦核电机组制造能力显著提高。2006 年 3 月，国家通过了《核电中长期发展规划（2005～2020 年）》。2007 年 3 月，中国核电自主化依托项目正式确定选用西屋联合体的 AP1000 方案，在世界上率先建设第三代核电机组。截至 2012 年，中国核电在建规模居世界第一。（见《核能发电卷》中国核电发展）

风电、太阳能发电及生物质发电　中国风能资源主要集中在陆上的“三北”（西北、东北和华北）地区及东部沿海地区，据勘测，风能总的技术可开发利用量为 7 亿～12 亿 kW，其中陆地实际可开发量达 6 亿～10 亿 kW，近海可开发潜力约 1.5 亿 kW。内蒙古东部、内蒙古西部、新疆哈密、甘肃酒泉、河北坝上、吉林西部、江苏沿海等地区是中国风能资源最丰富的地区，占全国陆上风能资源的 77%以上。

“十一五”期间（2006～2010 年），中国风电装机容量年均增速接近 100%。到 2012 年底，并网风电装机容量达到 6142 万 kW，是 2005 年的 65 倍。风电装机容量占全国发电装机容量的比重已经从 2005 年底的 0.20%提高到 2012 年底的 5.36%；风电发电量 1030 亿 kW·h，占全国发电总量的 2.07%；已建成多个连片开发、装机规模达到数百万千瓦的风电基地，规模化开发格局初步形成。

中国太阳能资源十分丰富，主要分布在西藏、青海、新疆中南部、内蒙古中西部、甘肃、宁夏、四川西部、山西、陕西北部等地区。已在甘肃、青海等地建设了 1 万～10 万 kW 级太阳能并网光伏发电基地，1 万 kW 级的太阳能热发电试验示范工程也已开工建设。截至 2012 年底，中国太阳能发电并网装机容量达 341 万 kW。太阳能分布式发电也正在积极发展之中。

中国生物质能资源也具有大规模开发利用的物质基础。至 2012 年底，中国生物质发电装机容量达 769 万 kW。

输变电和电网　到 2012 年底，中国 35kV 及以上输电线路回路长度达 1479963km，变电容量 445899 万 kV·A，电网规模居世界第一位。中国的江苏、广东、河北、内蒙古、山东、四川、湖北和河南，220kV 及以上输电线路回路长度均超过了 2 万 km，大电网已覆盖中国大陆的全部城市和大部分农村，农村用电水平和通电率不断提高。1998 年以来，中国政府对全国农村电网、县城电网进行大规模建设与改造，加强了城乡网架结构，提高了供电质量，降低了农村电价水平，逐步实现了城乡用电同网同质同价，促进了农村用电量的增长和农村经济的发展。

中国电网以先进电力电子技术为基础的直流输电、灵活交流输电技术装备实现国产化，并达到国际先进水平。同塔双回、紧凑型线路、大截面耐热导线、大容量变压器、钢管塔等新技术、新成果得到广泛应用。特高压技术在系统分析、工程设计、施工调试、主设备研制等多项关键技术和设备制造上取得重大突破并实际应用，处于世界领先水平。750、500kV 交流超高压输变电设备设计制造水平已经接近或达到国际先进水平。2005 年 9 月，中国第一个 750kV 输变电示范工程正式投运。2009 年 1 月，中国首条 1000kV 特高压线路——晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程投运。2009 年 6 月，亚洲第一、世界第二的超高压、长距离、较大容量跨海电力联网工程——500kV 海南联网工程正式投运。2009 年底，中国首个特高压直流输电示范工程——云南—广东±800kV 特高压直流输电工程单极投运。2010 年 7 月，向家坝—上海±800kV 特高压直流输电示范工程投运。特高压工程是中国自主研发、设计和建设的输变电工程，代表了世界高压输电技术的最高水平。通过这些工程的建设，中国已掌握了 1000kV 交流和±800kV 直流输电的核心技术和关键设备制造技术，输变电设备研制能力显著提升。智能电网工程试点项目取得积极进展，确立了中国在智能电网领域的国际领先地位。表 6 列出了 2012 年底中国 35kV 及以上输电线路长度及变电设备容量。

表 6　2012 年底中国 35kV 及以上输电线路长度及变电设备容量

类　型	输电线路回路长度 (km)	变电设备容量 (万 kV·A)
合计	1479963	445899
1000kV	639	1800
±800kV	5466	
750kV	10088	5320
±660kV	1400	
500kV	146250	90625
330kV	22701	7714
220kV	318217	144228
110kV（含 66kV）	517983	149231
35kV	456168	41534

用电构成　2012 年，中国全社会用电量 49657 亿 kW·h，人均用电量从 2005 年的 1632kW·h/a，提升到 2012 年的 3676.369kW·h/a。到 2012 年底，中国工业用电量达 36733 亿 kW·h，占全社会用电量的 74.0%。表 7 列出了 2001～2012 年中国全社会用电量及其构成。

表 7 2001～2012 年中国全社会用电量及其构成（亿 kW·h）

年份＼类别	全社会用电量		城乡居民		第一产业		第二产业		第三产业	
	用电量	比上年增长（%）	用电量	比上年增长（%）	用电量	比上年增长（%）	用电量	比上年增长（%）	用电量	比上年增长（%）
2001	14683	9.04	1839	10.05	573	4.18	10635	10.17	1636	2.89
2002	16386	11.60	2001	8.81	590	2.97	11957	12.43	1838	12.35
2003	18891	15.29	2238	11.84	596	1.02	13949	16.66	2108	14.69
2004	21761	15.19	2456	9.74	603	1.17	16275	16.68	2427	15.13
2005	24781	13.88	2825	15.02	756	25.37	18676	14.75	2524	4.00
2006	28368	14.47	3240	14.69	832	10.05	21474	14.98	2822	11.80
2007	32565	14.79	3608	11.36	863	3.73	24909	16.00	3185	12.86
2008	34380	5.49	4082	13.14	879	1.85	25920	4.06	3498	9.83
2009	36595	6.44	4575	12.08	940	6.94	27136	4.69	3944	12.75
2010	41999	14.76	5094	11.34	976	3.83	31450	15.90	4478	13.54
2011	47026	11.97	5620	10.33	1013	3.79	35288	12.20	5104	13.98
2012	49657	5.60	6228	10.8	1003	−0.99	36733	4.09	5693	11.54

节能减排 电力工业是二氧化硫、氮氧化物和温室气体排放的主要行业，其中温室气体排放约占中国排放总量的 40%。中国政府高度重视电力行业的节能减排工作，在电力快速发展的同时，优化电源结构，推进火电结构调整；大力发展清洁能源发电；加强电网建设，提高电网输送能力和效率；通过加大二氧化硫治理和节能减排管理力度，燃煤机组平均供电煤耗、线损率、单位火电发电量的二氧化硫排放量等指标已达到或接近世界先进水平。至 2012 年底，中国火电机组供电标准煤耗 325g/(kW·h)，保持世界先进水平。中国已投运燃煤机组烟气脱硫装置容量 6.8 亿 kW，占全部燃煤机组的 90%，比 2010 年美国燃煤机烟气脱硫装置容量高 35 个百分点。中国已投运烟气脱硝机组容量约 2.3 亿 kW，占全部燃煤机组的 28.1%。中国水电、核电、风电等非化石能源发电装机容量占全部发电装机容量的 28.52%。表 8 列出了 1980～2012 年中国电力工业主要技术经济指标。

表 8 1980～2012 年中国电力工业主要技术经济指标

年份	发电设备平均利用小时（h）	线路损失率（%）	发电标准煤耗 [g/(kW·h)]	供电标准煤耗 [g/(kW·h)]
1980	5078	8.93	413	448
1985	5308	8.18	398	431
1990	5041	8.06	392	427
1995	5216	8.77	379	412
2000	4517	7.7	363	392
2001	4588	7.55	357	385
2002	4860	7.52	356	383
2003	5245	7.71	355	380
2004	5455	7.55	349	376
2005	5425	7.21	343	370
2006	5198	7.04	342	367
2007	5020	6.97	332	356
2008	4648	6.79	322	345
2009	4546	6.72	320	340
2010	4650	6.53	312	333
2011	4730	6.52	308	329
2012	4579	6.74	305	325

电力管理体制 1949 年中华人民共和国成立以来，中国的电力管理机构和体制发生过多次变化，可以大致分为四个阶段。

（1）1949～1978 年。1949 年 10 月，中央人民政府设立燃料工业部，后组建燃料工业局；1955 年 7 月～1958 年 2 月设立电力工业部；1958 年 2 月～1979 年 2 月将电力工业部与水利部合并为水利电力部。此阶段电力行业的管理体制为发、输、配、售均由国家垄断，政府管电部门集政策制定、行业监管、国有资产管理和企业生产经营的多种职能为一体。这一阶段电力供应严重短缺，全国长时期缺电、限电，供需矛盾十分尖锐。

（2）1979～1996 年。1979 年 2 月～1982 年 3 月再次设立电力工业部；1982 年 3 月～1988 年 4 月水利部、电力工业部两部重新合并为水利电力部；1988 年 4 月～1993 年 3 月水利电力部的水电、火电部分与煤炭、石油、核电合并组成能源部；1993 年 3 月～1998 年 3 月撤销能源部，重新组建电力工业部。此阶段电力管理体制仍保持政企合一、垂直垄断一体化模式。1985 年，集资办电政策正式推出，发电市场开始引入多元投资者，打破了政府独家办电的格局，独立发电企业得到快速发展，发电装机容量有了较快增长，电力建设资金严重不足的情况得到缓解；供需矛盾虽然有所缓和，新的市场矛盾开始出现。

（3）1997～2002 年。1997 年 1 月，国家电力公司成立。1998 年 3 月，电力工业部正式撤销，政府的电力管理职能移交国家经济贸易委员会，部分行业管理职能移交给中国电力企业联合会。这些举措标志着中国电力工业管理体制向市场经济迈出了重要一步。电力管理体制由政企合一转向政企分离，但仍保持垂直一体化的经营方式。

（4）2002年至今。2002年，国务院出台《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号），电力工业开始厂网分开、政监分离的市场化改革；初步形成政府宏观调控、监管机构依法监管、企业自主经营、行业组织自律服务的新格局。

国家电力公司改组为两大电网公司、五大发电集团和四家辅业集团。2002年12月，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司两大电网公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司等5家发电集团，中国电力工程顾问集团公司、中国水电工程顾问集团公司、中国水利水电建设集团公司、中国葛洲坝水利水电工程集团公司等四家辅业集团公司同时挂牌。2011年9月，进一步推进主辅分离，组建了以中国水利水电建设集团公司、中国水电工程顾问集团公司和国家电网公司、中国南方电网有限责任公司所属的14个省（区、市）勘测设计企业、施工企业、修造企业为基础的中国电力建设集团有限公司，以中国葛洲坝水利水电工程集团公司、中国电力工程顾问集团公司和国家电网公司、中国南方电网有限责任公司所属的15个省（区、市）的勘测设计企业、施工企业、修造企业为基础的中国能源建设集团有限公司。

2003年3月，国家电力监管委员会挂牌成立；2008年，成立国家能源局。2013年3月，为统筹推进能源发展和改革，加强能源监督管理，将国家能源局、国家电力监管委员会的职责整合，重新组建国家能源局，由国家发展和改革委员会管理。其主要职责是拟订并组织实施能源发展战略、规划和政策，研究提出能源体制改革建议，负责能源监督管理等；不再保留国家电力监管委员会。

Zhongguo Dianli Guoji Fazhan Youxian Gongsi

中国电力国际发展有限公司 （China Power International Development Limited，简称 China Power） 简称中国电力。中国电力投资集团公司的旗舰公司，于2004年3月24日在香港注册成立，2004年10月15日在香港联交所主板上市（股票代号2380）。主要业务是在中国开发、建设、经营和管理大型发电厂。

2006年11月9日，中国电力发售4.7亿股股票，融资17.4亿港元，完成了上市后第一次融资。2009年，在中国电力投资集团公司的支持和相关各方配合下，实施了组建后规模最大的资产战略重组，收购五凌电力63%的股权。

截至2012年底，中国电力资产总额699.09亿元。合计权益装机容量1173.1万kW，其中水电权益装机容量为291.4万kW，占全部权益装机容量的25%，是水电装机容量比例最高的中国海外上市发电公司。资产分布在全国11个省（区、市）。

中国电力及其附属公司拥有及经营的常规火力发电厂包括：平圩发电厂（见图）（100%所有权）、平圩二电厂（100%所有权）、姚孟电厂（100%所有权）、姚孟二电厂（100%所有权）、神头一电厂（100%所有权）、大别山电厂（93%所有权）及联营公司常熟电厂（50%所有权）等。拥有湖南省最大的水电公司五凌电力63%股权。持有上海电力（上海证券交易所上市发电公司）18.86%股权，为仅次于中电投集团的第二大股东。委托管理两家发电企业——清河电厂（100万kW）和芜湖兆达电厂（25万kW），总容量为125万kW。

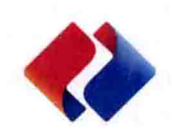


平圩发电厂（总装机容量251万kW，二期工程于2007年全部建成投产）（中国电力 提供）

中国电力到2015年的发展目标是，装机容量达到2100万kW以上，其中火电1500万kW，水电超过600万kW。

Zhongguo Dianli Jianshe Jituan Youxian Gongsi

中国电力建设集团有限公司 （Power Construction Corporation of China，简称 Power China） 简称中国电建集团。根据国务院批准的电网企业主辅分离改革及电力设计、施工企业一体化重组方案，在中国水利水电建设集团公司、中国水电工程顾问集团公司、国家电网公司、中国南方电网有限责任公司所属的14个省（区、市）勘测设计企业、电力施工企业、修造企业的基础上组建新设的中央大型骨干企业；于2011年9月29日在北京成立，注册资本金300亿元；经营范围为境内外电力工程（包括水电、火电、核电、风电及太阳能发电等及送变电工程）和水利工程（包括水务）及相关业务的工程总承包与相关设备的制造修理租赁；相关招标代理业务、进出口业务；境内外公路、铁路、港口与航道、机场、房屋、市政工程、城市轨道、环境工程、矿山、冶炼及石油化工及相关业务的勘测设计、施工安装及相关设备的制造修理租赁；房地产开发与经营；实业投资、经营与管理；物流；国际资本运作与境外项目投融资；对外派遣劳务人员和对外承包工程等。受托承担国家水电、风电、太阳能等清洁能源和新能源的规划、审查等职能。



中国水利水电建设集团公司　成立于2002年12月，2011年9月29日成为中国电力建设集团有限公司的全资子公司，2009年11月与中国水电工程顾问集团公司共同发起设立中国水利水电建设股份有限公司，主要从事国内外水利水电建设工程的总承包和相关中国电力建设集团公司标志的勘测设计、施工、咨询、监理等配套业务，以及机电设备、工程机械的制造、安装、贸易业务、电力、公路、铁路、港口与航道、机场和房屋建筑、市政公用、城市轨道等方面的工程设计、施工、咨询和监理业务、投融资业务、房地产开发经营业务，进出口贸易业务等。

中国水电工程顾问集团公司　成立于2002年12月，2011年9月成为中国电力建设集团公司的全资子公司。主要从事水电和新能源等发电项目的勘测、设计、咨询、监理、审查、评估、安全鉴定、施工验收、项目管理、总承包

及相关技术和中介业务，以及河流（河段）水电规划；水电工程、新能源及相关产业的开发、投资、经营和管理业务。图为中国水电工程顾问集团公司承担设计的锦屏一级水电站。



锦屏一级水电站首台机组
（位于四川，混凝土双曲拱坝，坝高305m，
为世界同类坝型中的第一高坝）（中国电建 提供）

截至2012年末，中国电建集团资产总额为2937.35亿元，年营业收入2017.34亿元，实现利润总额75.13亿元。中国电建集团所属的全资、控股子企业分布于中国各大区域，业务范围遍及全球70余个国家和地区。按照2012年全球500强企业经营业绩指标，中国电建集团总体实力2012年排名390位，在全球最大225家国际工程承包商中排名前15位。

中国电建集团总部设有21个部门和事业部；中国电建集团旗下拥有中国水利水电建设集团公司、中国水电工程顾问集团公司、水电水利规划设计总院，以及50余家从国家电网公司、中国南方电网有限责任公司分离的勘测设计、施工、修造企业。

Zhongguo Dianli Kexue Yanjiuyuan

中国电力科学研究院 （China Electric Power Research Institute，CEPRI） 简称中国电科院，是面向中国从事电力应用科学研究的综合性电力科学研究机构。中国电科院创建于1951年，1955年改建为电力工业部技术改进局，1964年称为水利电力部电力科学研究院，1999年正式更名为中国电力科学研究院，2008年与国网北京电力建设研究院重组为新的中国电力科学研究院。中国电科院主要从事电力系统及工业自动化、高电压与绝缘技术、电能质量及节能、新能源和可再生能源、信息系统、电子产品、通信系统、计算机应用的技术开发、技术转让、技术咨询、服务及开发产品的销售；电力工程承包；电力工程的技术研究、设计、施工、安装、调试，以及与上述业务相关的技术咨询、技术服务、技术开发、设备监理、工程监理；输变电工程、防腐保温工程、建筑防水工程的承包、施工与设备安装；岩土工程和结构加固；输电线路在线监测的技术开发、产品生产与销售、技术服务以及安全性评估；电力相关软件的研究、设计、开发、销售、安装、调试及与上述业务相关的技术咨询、技术服务、代理销售；电力工程施工设备与机具、电站辅机和配套设备、高温高压管件、电力工程材料和部件、焊接材料、防腐保温材料，以及防水材料的开发、生产、销售等。

中国电科院拥有14个业务部门，17个职能部门，1个研究生部和1个博士后流动站、工作站，1个期刊中心，建有主要实验室44个。中国科学院院士1人，中国工程院院士6人，国家级有突出贡献中青年专家13人，“百千万人才工程”国家级人选5人。

截至2011年底，中国电科院共获得国家级科技奖励78项；中国专利奖5项；省部（行业）级科技奖励458项。累计拥有有效专利746项，其中发明专利196项。登记软件著作权253项，发表科技论文近3500篇，出版科技专著196部。2001～2011年获省部（行业）及以上科技奖励一等奖项目见表。

2001～2011年获省部（行业）及以上科技奖励一等奖项目

序号	项目名称	奖励名称	获奖等级	获奖年度
1	大型电力系统中电力电子和FACTS装置仿真软件包EMTPE的研究与开发	中国电力科学技术奖	一等	2002
2	火力发电机组高温部件寿命管理技术研究	中国电力科学技术奖	一等	2003
3	低压配电网电力线高速通信技术研究	中国电力科学技术奖	一等	2003
4	500kV同塔双回输电线路保护及故障测距研究	四川省科学技术进步奖	一等	2004
5	三峡工程用500kV大容量输电线路技术研究	中国电力科学技术奖	一等	2004
6	全国电力二次系统安全防护体系的研究及实施	中国电力科学技术奖	一等	2004
7	鞍山红一变100Mvar SVC国产化示范工程	辽宁省科学技术进步奖	一等	2005
8	静止无功补偿器核心技术的研发及应用	中国电力科学技术奖	一等	2005
9	中国第一条750kV输变电示范工程及其关键技术研究	中国电力科学技术奖	一等	2006
10	国家电网提高电网输电能力的研究与实施	中国电力科学技术奖	一等	2006
11	输电线路固定串补/可控串补装置	中国电力科学技术奖	一等	2006
12	高压直流输电系统及设备关键技术标准研究	中国机械工业科学技术奖	一等	2007
13	超高压电网输电通道枢纽变电站大容量静止无功补偿系统SVS研究和工程实践	四川省科学技术进步奖	一等	2007
14	600MW机组自主化DCS的研发及其工程应用	中国电力科学技术奖	一等	2007
15	灵活交流输电装置试验方法研究和成套试验装备研制	中国电力科学技术奖	一等	2007
16	750kV交流输变电关键技术研究、设备研制及工程应用	国家科学技术进步奖	一等	2007

续表

序号	项目名称	奖励名称	获奖等级	获奖年度
17	1000kV特高压大跨越工程导线配套金具研制	中国施工企业管理协会科学技术奖	一等	2008
18	西北电网实时动态监控系统研究	陕西省科学技术奖	一等	2008
19	电力系统全数字实时仿真装置的研制	中国电力科学技术奖	一等	2008
20	中国三峡输变电工程关键技术研究及工程实施	中国电力科学技术奖	一等	2008
21	输电系统中灵活交流输电（可控串补）关键技术和推广应用	国家科学技术进步奖	一等	2008
22	600MW超临界燃煤机组自主产权自动控制系统的研发及工程应用	中国机械工业科学技术奖	一等	2009
23	负荷模型深化研究及适应性分析	陕西省科学技术奖	一等	2009
24	特大型集团企业信息化工程关键技术研究、系统集成与推广应用	中国电力科学技术奖	一等	2009
25	跨区电网动态稳定监测预警系统研究与实施	中国电力科学技术奖	一等	2009
26	电力系统全数字实时仿真关键技术研究、装置研制和应用	国家科学技术进步奖	一等	2009
27	电网应急指挥系统关键技术研究与应用	国家能源科学技术进步奖	一等	2010
28	国家电网仿真中心关键技术研究、建设及应用	国家能源科学技术进步奖	一等	2010
29	提高陕西电网安全稳定运行水平综合对策研究	陕西省科学技术奖	一等	2010
30	特高压直流试验能力建设及应用技术研究	北京市科学技术奖	一等	2010
31	特高压交流输电关键技术研究、设备研制及在试验示范工程中的应用	中国电力科学技术奖	一等	2010
32	三峡输电系统工程	国家科学技术进步奖	一等	2010
33	信息网络隔离与边界接入技术研究与应用	中国电力科学技术奖	一等	2011
34	广域全景电网调度技术支持系统支撑平台和基本应用的研发与实施	中国电力科学技术奖	一等	2011
35	电力系统多尺度全过程仿真与试验的关键技术研究及系统开发	中国电力科学技术奖	一等	2011

注：FACTS—柔性交流输电系统；SVC—静止无功补偿器；DCS—分散控制系统。

中国电科院拥有电网安全与节能国家重点实验室、电力系统仿真国家工程实验室、特高压工程技术国家工程实验室、输配电及节电技术国家工程研究中心、国家能源大型风电并网系统研发（实验）中心、国家能源智能电网研发（实验）中心。建成了国家电网公司特高压直流试验基地、西藏高海拔试验基地、特高压杆塔试验基地、国家电网仿真中心和国家电网计量中心，形成了特高压、大电网试验研究体系。图为2007年度获得国家科学技术进步奖一等奖的750kV交流输变电关键技术研究内容之一的800kV断路器合成试验回路。



800kV断路器合成试验回路

中国电科院作为中国特高压直流、特高压交流、特高压杆塔、高低压电气、输变电线路设备及材料的电气性能和机械力学性能检测试验基地，试验检测业务涵盖了电气设备及材料、自动化及通信设备、新能源技术、智能用电技术、高电压计量检定和软件质量评测等领域。所属质检机构是经国家认证认可监督管理委员会、国家计量认证电力评审组授权的电力产品检测实验室，系电力行业产品质量检验的权威机构，拥有9个实验室资质认定计量认证CMA和（或）实验室认可CNAS资质的机构，其中6个为电力工业质检中心。

中国电科院加强前沿技术领域的国际科技交流与合作，参加国际大电网会议（CIGRE）、电机工程国际会议（ICEE）等国际学术会议，2000～2011年在国际会议上共发表论文540余篇。推进国际组织和国际标准制定活动，为国际电工委员会第118项目委员会（IEC/PC118）（IEC智能电网用户接口新项目委员会）的秘书处挂靠单位；先后加入国际大电网会议等13个国际电力组织，共有69人在国际组织中任职。

Zhongguo dianli kekaoxing guanli

中国电力可靠性管理 （reliability management of electric power system in China） 以国家能源局为依托开展的针对中国电力系统的可靠性管理工作。电力企业是电力可靠性管理工作的责任主体，按照国家能源局的要求开展本企业电力可靠性管理工作。

管理组织结构 国家能源局负责中国电力可靠性的监督管理；国家能源局电力可靠性管理中心负责全国电力可靠性监督管理的日常工作，并承担电力可靠性管理行业服务工作；国家能源局派出机构负责辖区内电力可靠性监督管理；发电企业、输电企业、供电企业以及从事电力生产的其他企业依照《电力可靠性监督管理办法》开展本企业的电力可靠

性管理工作。

管理范围　发电设备可靠性监督管理，包括发电主机、发电辅助设备；输变电设施可靠性监督管理，包括发电侧、电网侧输变电设施；直流输电系统可靠性监督管理；用户供电可靠性监督管理，包括供电系统城市用户供电可靠性管理和农村用户供电可靠性管理。

管理内容　包括：①拟订和实施电力可靠性管理规章制度和技术标准；②组织全国电力可靠性信息的统计、分析和发布；③电力可靠性管理信息系统的建立与运行；④承担电力可靠性评价、评估和预测工作；⑤组织开展电力可靠性研究、培训和国际交流。

管理主要技术标准　中国电力工业执行的可靠性管理标准覆盖发电、输变电、供电各电力生产管理环节，主要有DL/T 861—2004《电力可靠性基本名词术语》、DL/T 793—2012《发电设备可靠性评价规程》、DL/T 837—2012《输变电设施可靠性评价规程》、DL/T 836—2012《供电系统用户供电可靠性评价规程》、DL/T 989—2013《直流输电系统可靠性评价规程》、DL/T 1090—2008《串联补偿系统可靠性统计评价规程》等。

管理指标统计与发布　主要指标包括：①发电可靠性指标有可用系数、非计划停运率、强迫停运率、平均无故障可用小时等；②输变电设施可靠性指标有可用系数、非计划停运率等；③供电可靠性指标有用户供电可靠率、用户平均故障停电次数、故障停电平均持续时间等。

电力可靠性管理中心从汇集的统计数据中计算出上述各项指标，以年报、简报等形式向电力监管部门、有关电力企业和设备制造、规划设计、基本建设等单位反馈。作为衡量电力工业全过程管理业绩的一种评价基础，每年向社会公开发布上述可靠性指标，为电力系统规划设计、设计制造、设备选型、安装调试、生产运行、检修维护等各个环节工作提供决策依据。

沿革　中国的电力可靠性管理工作始于20世纪70年代末，在通信、电子和航空等行业陆续启动可靠性工程的基础上开始可靠性立法，陆续颁布了37个可靠性国家标准和18个可靠性竣工标准。

1981年电力工业部颁布了《电力系统安全稳定导则》，于2001年4月28日以电力行业标准DL 755—2001发布。1983年成立中国电机工程学会可靠性专业委员会，同年中国电工技术学会成立电工产品可靠性研究会。1985年水利电力部成立了电力可靠性管理中心，负责中国的电力可靠性管理日常工作，陆续开展发、输、配电设备及系统的可靠性统计以及有关标准的研究制定工作。一些大学和科研机构陆续开展了电力系统可靠性的理论研究和教学工作。20世纪80年代末至90年代初期，中国电力系统可靠性的研究和应用有了较大发展，开发了拥有自主版权的电源规划软件、发输电系统可靠性评估软件、配电系统可靠性评估软件、发电厂/变电站电气主接线可靠性评估软件等，并应用于三峡水利枢纽、三峡电力系统、东北电力系统等。这些工作进展同时推动了电力规划、设计、研究和制造部门在系统规划和工程设计中开始进行可靠性评估。

1985年以来，中国的电力可靠性管理先后由水利电力部、能源部、电力工业部、国家电力公司、中国电力企业联合会等政府部门、电力企业和行业协会负责。2006年1月25日，电力可靠性管理工作正式纳入国家电力监管委员会的监管体系，电力可靠性管理工作转变为政府监管行为。2013年8月12日，国家电力监管委员会电力可靠性管理中心划转国家能源局，更名为国家能源局电力可靠性管理中心，中国电力可靠性监督管理工作转由国家能源局负责。

Zhongguo dianli qiye biaozhunhua

中国电力企业标准化　(standardization for power company of China)　为在电力设计、施工、生产、试验和经营管理范围内获得最佳秩序，对实际或潜在的问题制定共同和重复使用规则的活动。中国电力企业标准化是电力行业标准化的重要组成，是电力行业标准化工作的出发点与落脚点。中国电力行业标准化工作通过电力企业得以最终落实和检验。中国的电力企业建立了以技术标准为主体，管理标准和工作标准相配套的标准体系，并得到有效实施。

1930年9月，中国第一个供用电标准《电气专业电压周率标准规则》发布，对促进中国电力工业的发展起到了积极的作用。1949年以后，中国政府对企业标准化工作提出了要求。先是引进、吸收和利用苏联的国家标准(ГОСТ)，随后针对各行业具体情况编制了相应的技术规程、规范。

电力设计、施工、运行、检修、试验等标准的出台，对保证中国电力工业的安全生产和快速发展起了重大作用。自20世纪60年代起，中国电力工业结合生产实践和技术装备，对原有标准进行了普遍修订完善，并制定了一批新标准，用于指导电力工业的生产与建设。

自20世纪80年代中期起，在中国电力工业行政主管部门的倡导下，先后在电力企业内开展了企业升级（管理竞赛）、双达标（目标管理）、创一流（提升目标）、贯标认证（过程控制）和同业对标（管理改进）等一系列与标准化相关的活动，全面提升了电力企业的管理水平和安全生产水平，促进了中国电力工业健康、有序、持续发展。与此同时，专门设立了标准化管理机构，电力标准化管理体系分为国务院有关行政主管部门、中国电力企业联合会和电力行业各专业标准化技术委员会（即专业标委会）。

20世纪90年代末期，随着政府机构调整，电力工业部撤销，电力工业行政管理职责转移到政府宏观管理部门（先后为国家经济贸易委员会、国家发展和改革委员会、国家能源局）。为了延续电力标准化工作，进一步规范电力企业标准化行为，国家经济贸易委员会于1999年6月发布了第10号令《电力行业标准化管理办法》，明确了中国电力企业联合会负有指导电力企业标准化工作的职责。2002年电力体制改革后，相继成立电网、发电及辅业集团公司等大型电力企业，电力企业化运作全面实施，电力标准化工作与企业运作方式紧密结合，形成了具有突出企业特点的电力企业标准化格局。

中国电力企业标准化工作根据不同类别电力企业的生产特点，其开展模式与方法各存差异。中国电力企业联合会为指导电力企业开展标准化工作，编制了电力行业标准《电力

企业标准编制规则》和《电力企业标准体系表编制导则》，统一电力企业标准化建设思路与企业标准编制要求，推动了电力企业标准化工作的有序开展，并为电力工业的安全、稳定、健康和持续发展提供着保障和技术支撑。截至2013年，中国电力标准（含企业标准）近3000多项，已经覆盖了火电、水电、核电、风电、输变电及新能源发电等领域，在勘测设计、施工安装、运行维护、试验检修等主要环节形成较为完善的体系。

Zhongguo Dianli Qiye Lianhehui

中国电力企业联合会 （China Electricity Council，CEC） 简称中电联。于1988年由国务院批准成立，是中国电力行业企事业单位的联合组织、非营利的社会经济团体，至2012年已历经五届理事会。第一、第二届理事会期间（1988～1998年），中电联作为国家事业单位，先后由能源部和电力工业部归口管理，其主要任务是为电力企事业单位提供服务，并协助政府部门加强对电力工业的行业管理。1998年以后，中电联转为在民政部登记注册的社会团体法人，是以全国电力企事业单位和电力行业性组织为主体，包括电力相关行业具有代表性的企业、行业组织自愿参加的、自律性全国性行业协会组织，其主要任务是按照会员单位需求，为会员服务，代表会员利益，反映会员呼声，依法维护会员权益；根据行业约规实施行业自律管理，为全行业发展服务；接受政府委托，为政府和社会服务。中电联本部设在北京。

中电联第五届理事会理事长单位为国家电网公司，副理事长单位13个，常务理事单位70个、理事单位191个、会员单位1188个；本部设立17个职能业务部门，并有7个专业分会和2个专业委员会，直接管理或代管11个全国性专业协会，基本形成了功能齐全、分工协作、优势互补、规范有序、覆盖全行业的服务网络。

中电联的主要业务范围包括：①开展行业调查研究，提出对电力行业的改革与发展的政策和立法建议，参与制定电力行业发展规划、产业政策、行业准入条件和体制改革工作。②制定并监督执行行业约规，建立行业自律机制，推动诚信建设、规范会员行为、协调会员关系、维护行业秩序。③反映会员和行业企业的诉求，开展法律服务，维护会员和行业企业的合法权益。④参加政府部门组织的有关听证会。⑤组织开展行业环保、资源节约和应对气候变化等相关工作。⑥组织开展行业的职业技能鉴定、教育培训；按照国家规定，组织开展专业技术职务的任职资格评审。⑦组织和参与行业产品、资质认证，科技成果的评审与新技术和新产品鉴定与推广；企业管理成果的评审与推广应用；开展有关咨询服务。⑧开展国际交流、合作与智力引进，组织国内企业联合行动开拓国外市场，联系相关国际组织，参与协调对外贸易争议。⑨开展行业文化的研究，培育、引导和建设。⑩管理中华电力教育基金会；举办展览及技术交流与合作；编辑出版行业刊物、电力史志等。⑪负责行业统计，收集、综合分析和发布行业信息，开展电力标准化及电力建设定额制（修）订，负责行业可靠性管理等工作。

中电联围绕电力行业改革发展中的重大问题开展调查研究，先后向等政府部门和电力企业提交了几百项研究成果和咨询报告，为上百项政策、法规的制定与修改提出建议。电力行业统计、电力供需分析预测及有关信息发布，成为国家及时掌握电力工业发展和运行形势的重要渠道和电力企业加强经营管理的重要依据。

中电联连续举办电力可靠性指标发布会，表彰全国发电可靠性金牌机组和供电可靠性金牌企业；定期举办全国电力行业职业技能大赛，为电力行业岗位成才和培养高技能人才开辟通道；举办中国国际电力技术及设备展览会，促进国产电力设备自主创新和对外技术交流与合作；发布《中国电力工业年度发展报告》；开展信用体系建设，连续发布电力行业AAA级信用企业名单。中电联主管、主办会刊《中国电力企业管理》和会网，并编辑出版为企业和政府提供信息服务的其他刊物。

Zhongguo Dianli Touzi Jituan Gongsi

中国电力投资集团公司 （China Power Investment Corporation，CPI） 简称中电投集团。2002年12月中国电力体制改革时，经国务院批准在国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有大型骨干企业，国家授权投资机构和国家控股公司，中国五大发电集团之一及全国三家核电开发运营企业之一，注册资本金120亿元。主要经营业务包括：电源（包括常规电力、核电）的开发、投资、建设、经营和管理，电力（热力）生产和销售；与电力相关的煤炭等一次能源开发及相关交通运输；实施煤电铝联营；电能设备的成套、配套、工程建设与监理、招投标、设备检修、科技开发等电力相关业务；经有关部门批准可从事国内外投融资业务。

中国电力投资集团公司
CHINA POWER INVESTMENT CORPORATION

截至2012年底，中电投集团资产总额5726亿元，分布于全国29个省（区、市）、港澳地区以及几内亚、缅甸等国家；年营业收入1794亿元；形成了低碳清洁发展特点突出、上下游一体化协同的电力、煤炭、电解铝三大产业板块。中电投集团2003～2012年主要指标见表。

中电投集团2003～2012年主要指标表

年份	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年
装机规模（万kW）	2302.00	2439.00	2946.00	3550.00	4300.00
资产总额（亿元）	877.30	1111.70	1383.40	1778.30	2175.43
营业收入（亿元）	251.80	289.10	379.30	480.70	586.79
年份	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
装机规模（万kW）	5199.00	5883.00	7072.60	7680.00	8007.44
资产总额（亿元）	2751.00	3763.00	4403.00	5034.00	5721.00
营业收入（亿元）	698.07	1006.58	1268.00	1576.00	1794.00

截至2012年底，中电投集团总部机关共设20个职能部门（中心）；下属二级单位44家，其中分公司8家，全资及控股子公司33家，直属机构2家，等比例控股公司1家；三级单位297家。拥有中国电力国际发展有限公司（香港H股），上海电力股份有限公司、吉林电力股份有限公司、内蒙古霍林河露天煤业股份有限公司、重庆九龙电力股份有限

公司 4 家上海 A 股上市公司。

中电投集团以建设国际一流综合能源企业为目标，坚持电为核心、煤为基础、产业一体化协同发展，坚持背靠资源、面向市场，推进电源结构和产业结构调整，发展煤电联营、跨区域煤电联营和铝电联营，加强产业协同和区域协同，提高企业核心竞争能力、盈利能力和可持续发展能力。

截至 2012 年底，中电投集团拥有电力装机 8007.44 万 kW，其中：火电 5708 万 kW，水电 1922 万 kW，风电 318.61 万 kW，太阳能光伏发电 58.83 万 kW，清洁能源装机比重达到 31.04%。2012 年，电力板块累计完成发电量 3494 亿 kW·h。

火电投产机组中 60 万、100 万 kW 级大容量、高参数机组占到 79%。火电平均单机容量由 2003 年的 12.61 万 kW 提高到 2012 年底的 27.53 万 kW，供电煤耗由 2003 年的 372.38g/(kW·h) 降低到 2010 年的 331.75g/(kW·h)。自成立至 2012 年底，累计关停小火电机组约 900 万 kW。

水电拥有黄河上游、沅水流域的梯级开发权，并获得缅甸伊江上游水电项目七级电站 1740 万 kW 容量的开发权。截至 2010 年底，黄河上游龙羊峡至青铜峡段已建成投产了龙羊峡、拉西瓦、李家峡、公伯峡、苏只、积石峡、盐锅峡、八盘峡、青铜峡 9 级大中型水电站（见图），装机合计 1052 万 kW。沅水流域建成投产了五强溪、凌津滩、近尾洲、洪江、碗米坡、三板溪、挂治、马迹塘、东坪、株溪口 10 个水电站，装机合计 334.9 万 kW。



黄河上游 9 级水电站示意图

中电投集团是中国常规发电集团中唯一具有核电开发资质的企业。截至 2010 年底，持有除秦山一期外中国所有在运核电厂股份，权益容量共 150 万 kW。在建项目中，控股建设国家第三代核电技术 AP1000 依托项目——山东海阳 6×125 万 kW 核电项目与中国广核集团等比例控股建设辽宁红沿河 6×100 万 kW 核电项目，参股在建权益容量 175 万 kW。

中电投集团在 2012 年国家太阳能光伏发电第二批 13 个特许权项目招标中，获得 7 个项目的开发权，西藏山南、江苏大丰光伏发电项目在国内率先建成并网。

截至 2012 年底，中电投集团煤炭产能 7410 万 t，居中国涉煤央企第三位。控股煤炭资产主要分布在内蒙古东部和贵州，参股煤炭项目主要分布在河南平顶山矿区、安徽淮南矿区以及重庆等地。2012 年，累计完成煤炭产量 6046 万 t，60%以上产量自销。

截至 2012 年底，中电投集团电解铝产能 277 万 t，居全国第二位，300kA 及以上电解槽型占总产能的 80%以上。氧化铝产能 15 万 t。主要分布在一次能源相对丰富、煤炭外运不便或电力送出困难的内蒙古、宁夏、青海和重庆等区域，并在西非获得了探明储量超过 17 亿 t 的优质铝土矿资源。2012 年，电解铝产量 277.3 万 t，进入全球五大电解铝生产商之列。

围绕电、煤、铝产业链协同发展，中电投集团布局建设蒙东、青海、宁夏、贵州、新疆五大产业集群，开展跨区域煤电联营，循环经济优势、规模效益突出。至 2012 年底已建成运行赤大白铁路 331km（赤峰—大板—白音华），锦赤铁路 282km（锦州—赤峰），在建辽宁锦州港专业煤码头 1 个（吞吐能力 3500 万 t/a）。

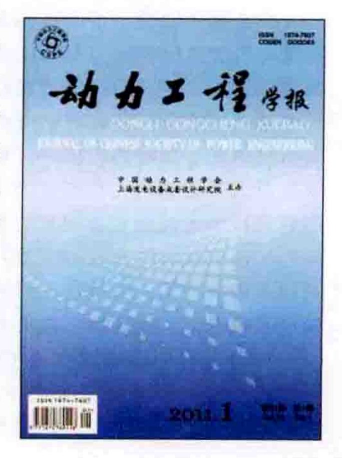
Zhongguo Dongli Gongcheng Xuehui

中国动力工程学会 （Chinese Society of Power Engineering） 简称动力学会。全国动力工程科技工作者的学术性群众团体，是中国科学技术协会的组成部分，其前身是 1962 年成立的中国机械工程学会透平与锅炉学会；1979 年更名为中国机械工程学会动力工程学会；1988 年 12 月经国家科学技术委员会批准成为国家一级学会，并改为现名；1992 年 8 月加入中国科学技术协会。动力学会拥有一批个人会员，以及近 80 个动力设备制造骨干企业，涉及动力工程学科领域的高校、科研院等团体会员，会址设在上海。

动力学会是以发电热动力机械设备的研究、设计、制造为中心的多专业综合性学会，设有透平、锅炉、水轮机、核电、热力、工业煤气、自控、材料、环保技术与装备、新能源设备、工业气体等 11 个专业委员会，以及学术、组织、国际合作、编辑出版、咨询展览等 5 个工作委员会。

从 1993 年开始，动力学会与美国机械工程师学会、日本机械学会每两年轮值在中日美三国举办动力工程国际会议，吸引了包括中日美三国以及多国学者参与交流。成功举办了在中国召开的 1995 年上海国际动力工程会议，2001 年西安国际动力工程会议，2007 年杭州国际动力工程会议，促进了动力工程学科的国际交流与合作。

动力学会组织行业专家开展技术调研、政策建议、企业战略规划咨询等，特别就有关能源装备政策和规划开展研究。主要工作成果：①开展大型汽轮机焊接转子锻件制造的国产化方案研究，提出了大型汽轮机焊接转子需进行的科技攻关项目和国产化措施方案。②开展中国发展超超临界火电机组最佳容量的选择研究，提出了更符合中国能源与环保政策要求的意见和建议。③开展能源装备制造业可持续发展战略研究，提出了“十二五”期间（2011～2015 年）及 2020 年



能源装备制造业发展的前瞻性目标与推动能源装备制造业实现可持续发展的咨询意见。④组织行业力量开展“超超临界火电机组前瞻性和材料等共性技术研究”，特别是开展了超超临界火电机组材料的应用性研究。

1981年创刊的《动力工程》是动力学会会刊，现更名为《动力工程学报》。动力学会所属分支机构还主办（或联合主办）《发电设备》《热力透平》《工厂动力》《工业煤气》《锅炉技术》等多种刊物。

Zhongguo Guanghe Jituan Youxian Gongsi

中国广核集团有限公司 （China General Nuclear Power Corporation，CGN） 简称中广核集团。1994年9月注册成立的国家特大型企业集团，注册资本102亿元；2013年4月由中国广东核电集团有限公司正式更名为中国广核集团有限公司。战略定位是致力于零碳排放的清洁能源生产与供应，致力于全社会的节能减排与清洁能源利用，为社会提供规模化、高质、高效与可持续的清洁能源产品和服务。



中广核集团于1994年建成大亚湾核电厂，成功实现了中国内地大型商用核电厂的起步。1995～2004年，在引进、消化、吸收国外先进技术的基础上，自主建成岭澳核电厂一期，工程建设达到国际同类核电厂先进水平，获得国际原子能机构（IAEA）高度评价。中广核集团已拥有中国改进型压水堆（CPR1000）核电技术，使用第三代EPR技术建设台山核电项目建设，参与了第三代核电（AP1000）技术的引进、消化、吸收工作。同时，积极构建铀资源保障体系。

至2013年7月底，中广核集团总资产约2689亿元人民币，拥有在运核电装机容量832万kW，在建核电机组14台，装机容量1664万kW；投产风电装机容量329万kW；控股投产水电装机容量147万kW，权益装机549万kW；投产光伏发电项目28.7万kW。

中广核集团拥有大亚湾核电厂、岭澳核电厂一期和岭澳核电厂二期的在运核电机组；岭澳核电厂二期2号机组、辽宁红沿河核电厂一期、福建宁德核电厂一期、台山核电厂一期、阳江核电厂、广西防城港核电厂一期共19台核电机组获国家核准，其中16台核电机组已开工建设；控股建成中国首批光伏发电特许权项目——甘肃敦煌1万kW光伏项目和青海锡铁山1万kW光伏发电项目，在建光伏发电项目7万kW。成功收购美亚电力有限公司，新增权益装机容量440万kW，并搭建了国际化发展的平台。

中广核集团建立了与国际接轨的核电生产、工程建设、技术研发、核燃料供应保障体系，以及风电、水电、太阳能等可再生能源开发建设、节能技术推广体系，拥有国家核电厂安全及可靠性工程技术研究中心、国家能源核电站核级设备研发中心、国家能源核电厂数字化仪控系统研发中心、国家能源先进核燃料元件研发中心、国家能源核电厂寿命评价与管理技术研发中心和国家能源核电工程建设技术研发中心等六大国家级核电研发（实验）中心，具备了在确保安全的基础上面向全国、跨地区、多基地同时建设和运营管理多个核电、风电、水电、太阳能及其他清洁能源项目的能力。

2010年，中广核集团在世界核营运者协会（WANO）衡量核电厂安全运行水平的9项关键指标中，大亚湾核电厂、岭澳核电厂一期4台机组共36项指标中有19项达到世界先进水平。美国核电运行研究所（INPO）最新统计结果表明，与美国104台核电机组相比，大亚湾核电厂1、2号机组2010年四季度综合指数均为100分（满分），与其他6台美国机组并列第一。截至2011年底，自1999年以来，历届法国电力公司（EDF）每年定期组织的60余台国际同类机组安全业绩挑战赛中，累计参加比赛项目70项次，获得27项次第一。

大亚湾核电厂生产的电力70%输往香港，约占香港全社会用电量的1/4，30%输往南方电网；岭澳核电厂所生产的电力全部输往南方电网。两座核电厂输往南方电网的电力约占广东省全社会用电量的9%。在核电生产建设过程中，中广核集团高度重视环境保护的环保方针，建立了完善的放射性废物处理和环境监测体系。大亚湾核电厂、岭澳核电厂一期运行以来，放射性废气、废液年排放量远远低于国家规定排放标准，放射性固废的年产生量低于设计标准。

Zhongguo Guodian Jituan Gongsi

中国国电集团公司 （China Guodian Corporation，CGDC） 简称中国国电。2002年12月中国电力体制改革时，经国务院批准在国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有大型骨干企业，国家授权投资机构和国家控股公司，中国五大发电集团之一，注册资本金120亿元。主要从事电源的开发、投资、建设、经营和管理，组织电力（热力）生产和销售；煤炭、发电设施、新能源、交通、高新技术、环保产业、技术服务、信息咨询等电力业务相关的投资、建设、经营和管理；国内外投融资业务，自主开展外贸流通经营、国际合作、对外工程承包和对外劳务合作等业务。



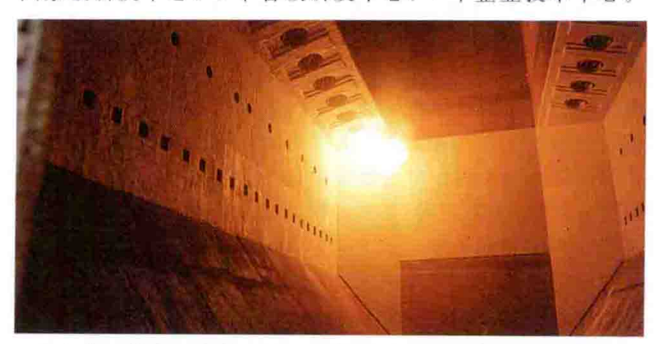
中国国电实行三级管理体制。总部设18个职能部门，以及新闻中心、信息中心、社会保险中心、招标中心、专家委员会办公室和核电办公室。直属单位及二级子企业46家，其中全资子公司19家，控股子公司8家，上市公司4家，分公司12家，研究机构3家。

截至2012年底，中国国电资产总额超过7200亿元，产业遍布全国31个省（区、市），可控装机容量突破1.2亿kW，累计发电量31398亿kW·h。其中投产水电装机容量1154万kW；风电总装机已突破1497万kW。控制煤炭资源量160亿t，年煤炭产量6880万t。

经过10多年发展，中国国电已经由单一的发电集团发展成为以发电为主，煤炭、科技环保、物资物流及金融保险等相关产业协同发展的综合性电力集团。煤炭产业实现从无到有，形成了“三片一线”的产业布局。高科技产业依托节能、环保、新能源、信息化四大板块，自主创新能力不断增强，多项核心技术处于国际国内领先水平，形成了完备的新能源高端设备制造和电力科技节能环保服务产业链。物资物流产业加大物资集约化管理，构建以物联网为核心的电子商务平台。金融保险产业坚持产业化发展、集约化管理、专业化服务、协同化运作，形成了集财务公司、财险、寿险、基金、保险经纪、商业银行等于一体的金融平台。

“十一五”期间（2006～2010年），中国国电共承担国家

级科研项目 29 项，形成自主知识产权的核心技术 20 多项，其中 3 项获国家科技进步奖，15 项获省部级科技奖；获得国家专利 363 项。承担了等离子点火技术（见图）、“三塔合一”超临界机组、600MW 亚临界直接空冷机组等一大批火电装备和节能环保技术的研发和示范工程建设，自主研发了大型火电机组分布式控制系统。开发风电、太阳能等新能源发电技术，打造了风电全产业链，风机制造产业市场业绩已进入中国前三名。引进了国际先进的多晶硅提纯、高转换率电池技术和生产线，太阳能产业具备了多晶硅生产、电站可行性研究、设计、系统总成和设计采购施工（EPC）总包能力。等离子点火技术市场占有率全球第一，空冷设备占中国市场份额 17.5%。节能环保技术和产品已有 17 个境外项目，遍布 10 个国家和地区。拥有 6 个国家级研发中心，5 个省级研发中心，7 个企业技术中心。



国电荥阳煤电一体化公司 2 号机组（采用等离子点火技术）
（中国国电　提供）

Zhongguo Hedongli Yanjiu Shejiyuan

中国核动力研究设计院 （Nuclear Power Institute of China，NPIC）　隶属于中国核工业集团公司，是集核反应堆工程研究、设计、试验、运行和小批量生产为一体的大型综合性科研基地。自 1965 年建院以来，已形成包括核动力工程设计、核蒸汽供应系统设备集成供应、反应堆运行和应用研究、反应堆工程实验研究、核燃料和材料研究、同位素生产、核技术应用研究、建筑设计监理与环境评价等八大领域的科研生产体系，是中国军民结合的高科技研究设计院，在中国国防、国民经济建设的高新技术领域和先进能源开发创新工业体系中占有重要地位。图为该院新基地效果图。

中国核动力研究设计院在 40 多年的建设过程中先后创造了中国核工程领域“六大里程碑”：1970 年自主设计、建造了中国第一座压水型核动力反应堆；1980 年自主设计、建造了中国第一座高通量工程试验堆，其中子通量居亚洲第一、世界第三；1991 年自主设计、建造了中国第一座铀氢锆脉冲反应堆，使中国成为世界上第二个掌握该堆设计和建造技术的国家；2002 年自主设计的秦山二期核反应堆及一回路系统投入使用，标志着中国已基本具备 30 万 kW 环路的核电自主科研设计能力；2005 年自主设计的新一代压水堆核动力装置研制成功；2010 年自主设计、建造的岭澳核电二期投入商运，标志着中国已具备百万千瓦级核电的自主设计、建造能力。

中国核动力研究设计院具备反应堆工程主导工艺甲级设计资格，具备核蒸汽供应系统集成供货能力，承担了中国在建的全部改进型二代核电厂核岛或反应堆冷却剂系统及其仪控系统的工程设计及集成采购，包括红沿河核电厂1～4 号机组，宁德核电厂 1～2 号机组，阳江核电厂 1～2 号机组，以及岭澳核电厂二期 1、2 号机组（已投运），秦山二期扩建工程 3、4 号机组（已投运），福清核电厂 1～4 号机组，秦山核电厂扩建工程（方家山工程）1、2 号机组，海南昌江核电厂 1、2 号机组。

中国核动力研究设计院拥有中国科学院和中国工程院院士 3 人，涉及 50 多个工程专业和学科。中国核动力研究设计院实施三级管理，下设 5 个研究所、1 个企业管理部和 1 个基地、3 个专业保障中心。拥有 6 座核设施、90 多个实验室（其中 2 个国家级重点实验室）、2 个国家能源研发中心。同时与法国、美国、英国等 40 多个国家和地区，以及国际原子能机构建立了国际合作与交流。中国核动力研究设计院科研、设计力量雄厚，实验设施先进。

中国核动力研究设计院致力于核动力研发。除军用核动力外，在核电领域培育了国产化品牌 CNP600、CNP1000、CPR1000；参与国家大型先进压水堆重大专项的研发；消化吸收引进 AP1000 第三代核电技术，并承担第三代核电工程设计任务；同时正在进行具有中国自主知识产权的第三代核电 ACP1000 和模块式小型堆 ACP100 研发与工程设计；先进新型国产品牌的燃料组件研发与工程设计，以及超临界水冷堆技术等第四代核电研发项目均在有序进行中。



中国核动力研究设计院新基地效果图（中国核动力研究设计院　提供）

中国核动力研究设计院为中国在役核电厂提供技术支持与服务，从事科技创新成果转化与核技术应用开发研究，初步形成核能海水淡化、核级设备鉴定、核能低温供热、民用同位素及其配套的多种医用治疗机、工业用探伤机、“云克”抗类风湿系列药品及新材料等八大支柱产品。

中国核动力研究设计院已有 1400 多项科研与设计成果获得国家级和省部级奖励，获得专利 100 多项，造就了一批国内外著名的核动力专家，培养了一批学术、学科、专业技术带头人，并设有“核科学与技术”博士学位一级学科授权点及“博士后科研流动站”。

Zhongguo Hexuehui

中国核学会 （Chinese Nuclear Society，CNS） 成立于1980年2月，是核科学技术工作者自愿结成、依法登记，具有法人资格的全国性、学术性、非营利性的社会团体，是发展中国核科学技术事业的重要社会力量。中国核学会是中国科学技术协会的组成部分，挂靠在中国核工业集团公司，接受中国科学技术学会和中国核工业集团公司的业务指导，并接受民政部的监督管理。总部设在北京。

学会的主要任务包括：①开展学术交流活动，促进核科学技术的发展和应用；②开展国际间核科学技术的交流活动；③普及核科学技术知识，推广先进技术，开展继续教育和青少年科技活动，举办核科学技术展览会；④编辑出版学术和科技书刊；⑤进行科技项目论证、评估、咨询及鉴定等活动，提供技术咨询和技术服务；⑥评选和奖励优秀的学术论文、学术著作和科普作品，推荐优秀的科技成果、产品和科技人才；⑦推荐核科学技术和相关领域的中国科学院和中国工程院院士候选人。

中国核学会常设机构有组织管理部、学术交流部、科普咨询部、学报编辑部及会员服务部。设立核物理、核化学与放射化学、粒子加速器、核电子学与探测技术、核能动力、同位素、核科学情报研究、铀矿冶、铀矿地质、核化工、计算物理、辐射防护、原子能农学、核医学、核聚变与等离子体物理、辐射研究与应用、核材料、铀同位素分离、脉冲功率技术及其应用、核技术经济与管理现代化、核技术应用等21个专业分会，21个省（区、市）核学会。学会共有理事会员单位169个。

中国核学会开展形式多样的跨学科、跨行业、跨部门的学术交流，包括跨行业的核技术在工业、农业、医疗、环境等方面的专业会议，跨学科的全国学术年会、全国采矿大会，跨地区的三核论坛等大型国内会议。

中国核学会与美国、法国等8个国家的核学会和欧洲核学会建立了正式合作关系，与美国机械工程师学会、日本机械工程师学会、美国电气电子工程师学会等组织保持着密切联系。由中国核学会主办的核能国际会议主要有国际核工程大会（ICONE）、太平洋地区核能大会（PBNC）、国际水堆燃料性能大会（WRFPM）等。

中国核学会还与台湾核能科技协进会、香港工程师学会、香港核学会建立了合作关系，多次举办海峡两岸核科技学术交流研讨会和核科技夏令营等活动。“两岸核能学术交流研讨会”已经举办了11届。

中国核学会形成了灵活多样的科普活动形式，包括科普讲座、参观核设施、举办展览会、组织知识竞赛、编辑出版科普图书和视频、组织“院士行”和青少年夏令营活动。

提供核科技咨询是中国核学会的重要任务。历届全国会员代表大会都围绕核科技在农业的应用、中国核电技术路线、核电厂选址、能源供应与安全、第四代核电堆型及核技术应用发展战略等方面多次向国家相关部门提供咨询和建议。

中国核学会的学报为《核科学与工程》；各专业分会定期出版的刊物包括：《核动力工程》《核电子与探测技术》《同位素》《核农学报》《辐射研究与辐射工艺学报》《辐射防护》《核化学与放射化学》《铀矿冶》《铀矿地质》《工程材料》《原子核物理评论》。

Zhongguo Huadian Jituan Gongsi

中国华电集团公司 （China Huadian Corporation，CHD） 简称中国华电。2002年12月中国电力体制改革时，经国务院批准在国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有大型骨干企业，国家授权投资机构和国家控股公司，中国五大发电集团之一，注册资本120亿元人民币，主营业务包括电力生产、热力生产和供应，与电力相关的煤炭等一次能源开发；相关专业技术服务等。



截至2012年底，中国华电可控装机容量10 179万kW，资产总额达到6051亿元，资产主要分布在山东、贵州、黑龙江、四川、福建、江苏、湖北等29个省（区、市），以及俄罗斯、柬埔寨、印度尼西亚等国家。拥有世界首台百万千瓦超超临界空冷机组、国产化程度最高的百万千瓦超超临界机组及国内最大的分布式电源项目等，控股华电国际电力股份有限公司（股票代码：1071.HK，600027.SH）、华电能源电力股份有限公司（股票代码：600726.SH）、国电南京自动化股份有限公司（股票代码：600268.SH）、贵州黔源电力股份有限公司（股票代码：002039.SZ）和沈阳金山能源股份有限公司（股票代码：600396.SH）等上市公司。

中国华电按照现代企业制度要求，实行总分公司、母子公司并存的复合型管理体制，对分支机构实行授权管理，对所属企业实行分级管理，形成集团公司总部、二级机构（分公司、区域子公司、专业公司）、基层企业三级管控模式。截至2012底，中国华电拥有实体单位404家。其中二级单位43家，三级单位361家。

中国华电按照“电为核心、煤为基础、产业协同”的发展战略，加大产业链延伸力度，大力调整产业结构，优化电源结构和资产布局，形成了发电、煤炭、金融和工程技术四大产业板块格局。发展清洁高效能源和新能源，风电从无到有，装机超过400万kW，水电装机达到1537.89万kW，水电、风电、天然气等清洁能源装机容量占总装机容量的1/4。在内蒙古、山西、陕西、新疆等资源富集区域规划建设了一批现代化大型煤矿，控股煤炭产能达到1315万t/a。金融板块业务涵盖信贷、投资、保险、信托等领域，金融创效水平逐年提升，管理金融资产规模达到1400亿元。工程技术板块以中国华电工程（集团）公司和国电南京自动化股份有限公司为龙头，在重工装备、电力自动化、新能源技术等方面具有较高的技术优势。

中国华电广泛应用清洁高效燃煤发电技术，加快脱硫脱硝技术改造，超额完成与国家签订的“十一五”污染物排放目标，荣获中国第五届中华环境奖。大力推进科技创新，承担“863”“973”等国家重大课题研究，在百万千瓦级超超临界空冷机组技术、太阳能热发电技术以及CSS关键技术研究等方面取得重大突破，形成了一批装备技术成果。

2012年，中国华电完成发电量4323亿kW·h，同比增长56.5%；完成供电煤耗316.82g/(kW·h)，同比下降4.32g/(kW·h)；二氧化硫排放绩效2.3g/(kW·h)，同比

下降4.2%。

Zhongguo Huaneng Jituan Gongsi

中国华能集团公司 （China Huaneng Group，CHNG）

简称华能集团公司。1985年成立，是经国务院批准成立的国有重要骨干企业，中国五大发电集团之一，注册资本200亿元人民币。主营业务为电源开发、投资、建设、经营和管理，电力（热力）生产和销售，金融、煤炭、交通运输、新能源、环保相关产业及产品的开发、投资、建设、生产、销售，实业投资经营及管理。在国内发电行业领先进入世界500强，2012年的排名为第246位。



1985年5月，国务院决定由国家计划委员会牵头，联合水利电力部、中国建设银行、中国银行、华润集团公司，发起成立具有独立法人资格、中外合资性质的有限责任公司——华能国际电力开发公司；1989年3月，在此基础上正式组建华能集团公司。

华能集团公司坚持“电为核心、煤为基础、金融支持、科技引领、产业协同，把华能建设成为具有国际竞争力的世界一流企业”的战略定位。截至2012年9月底，华能集团公司在全国29个省（区、市）及海外拥有全资及控股装机容量1.3508亿kW，为电力主业发展服务的煤炭、金融、科技研发、交通运输等产业初具规模。截至2012年底，华能集团公司设有二级单位51个，其中直属单位3个，在京产业公司12个，区域分公司17个（含广西、贵州筹备组），区域子公司15个，直管企业4个。公司全资（控股）三级及以下企业285个（含筹建机构68个），其中电力214个，煤炭16个，金融8个，科研9个，其他38个。各级上市公司3个。

华能集团公司围绕电力核心，不断加快煤炭、交通运输、金融、科技等产业发展，努力形成以电为核心、煤为基础、金融支持、科技引领、电煤路港运一体化发展的总体格局。

华能集团公司坚持绿色发展理念，不断优化火电结构，大力发展水电、风电、太阳能等清洁能源。截至2012年底，低碳清洁能源装机容量达2830万kW，占总装机容量比重的20%；水电装机容量达到1400万kW；风电装机容量达到800万kW。

华能集团公司推动大型高效清洁燃煤机组建设。截至2012年底，60万kW及以上大型火电机组达到69台（其中百万千瓦级机组12台），占火电装机比重超过47.9%。华能集团公司“十一五”期间（2006～2010年）累计关停小火电机组671万kW，完成国家规定任务的267%。

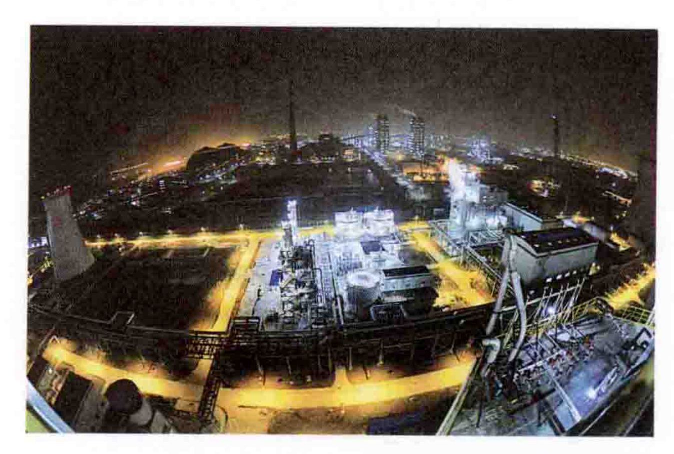
华能集团公司在东北、江苏、内蒙古、华北、新疆及甘肃等地区推进百万千瓦级风电基地的开发建设。开发太阳能光伏发电技术，推进新型清洁能源的产业化发展。石林太阳能大型并网光伏试验示范电站一期工程1万kW已建成投产。

截至2011年，华能集团公司是中国第一个通过国际竞标在发达国家（澳大利亚）收购、运营和管理电厂；建成中国水电对外投资额最高的建设—运营—移交（BOT）项目（华能缅甸瑞丽江一级电站）；全资拥有发达国家电力公司股权（华能新加坡大士能源）；自主研发的整体煤气化联合循环系统（IGCC），核心技术——大型干煤粉气化技术首次进入发达国家能源市场。

截至2011年底，华能集团公司控制的煤炭资源储量约400亿t，煤炭生产能力达到6817万t/a。规划的蒙东、陇东、新疆、“三西”（蒙西、陕西、山西）、滇东五大煤炭基地建设深入推进。

自2003年底组建专业化的金融资产投资与管理平台——华能资本服务有限公司以来，华能集团公司的金融产业紧紧依托集团主业，立足金融市场，经营业绩快速增长，业务领域不断扩展，资产规模稳步扩大，对华能集团公司发展的支持作用日益显现。华能金融产业以华能资本服务有限公司为控股管理母公司，旗下控股和受托管理8家金融企业，拥有9家金融平台，金融控股体系初步建立。

华能集团公司是国家级创新型企业试点，旗下科研机构包括技术创新中心、西安热工研究院有限公司及清洁能源技术研究院等，在北京、上海、天津、西安成立了4个实验室，积极开展前沿电力技术的研究。华能集团公司首倡并组织实施“绿色煤电”计划，率先在国内建设燃煤电站二氧化碳捕集示范项目、IGCC示范电站项目（见图）和高温气冷堆核电厂示范项目，积极推进700℃超超临界燃煤发电技术、温室气体减排技术、太阳能热发电等技术的研究。在国内第一个引进60万kW超临界燃煤发电机组，第一个建设运营国产60万kW超临界燃煤发电机组，第一个建设国产百万kW超超临界燃煤发电机组；率先引进国外先进的大型火电厂烟气脱硫装置和烟塔合一技术；建成世界首座300m级双曲拱坝；建成中国第一个商业运行的风光互补发电系统。



华能天津IGCC示范电站（华能集团公司　提供）

华能集团公司承担国家重大科技项目，“超超临界燃煤发电技术的研发和应用”获得国家科技进步奖一等奖，“循环流化床锅炉关键技术的自主研发及应用”等4个项目获得二等奖；“燃煤电厂3000t/a二氧化碳捕集装置自主研发及工程示范”等项目获得中国电力科技进步奖一等奖。截至2012年底，累计拥有专利386件，其中发明专利154件。

2011年，华能集团公司收购华能国际电力公司50%的股权，境外权益装机容量达564万kW，分布于亚洲、欧

洲、南美洲和大洋洲的新加坡、菲律宾、缅甸、英国、荷兰、墨西哥、澳大利亚。

Zhongguo Kexueyuan Diangong Yanjiusuo

中国科学院电工研究所 （Institute of Electrical Engineering Chinese Academy of Sciences） 简称中科院电工所，前身是中国科学院机电研究所电力研究室及东北科学研究所电机研究室。自1963年在北京正式成立起，中科院电工所作为中国科学院电工学科的代表，在全国统一动力系统建立、高压远距离输电等项目中开展了一系列重要科研工作，逐步发展成为国内该领域的重要研究力量。20世纪60年代承担了部分国防任务，其隶属机构先后由中国科学院转到国防系统，再下放到北京市双重领导，几度变更。直至1978年，中科院电工所重新回到中国科学院，并确立了以电工电能新技术基础理论及其应用问题研究为总方向的定位。中科院电工所是中国科学院能源基地核心研究所之一，也是中国从事能源与电气科学研究的唯一国家级研究机构，承担国家能源与电气领域的战略高技术发展及电气科学前沿研究的任务，在电力系统稳定性、电力系统自动化、大型电机及微特电机、高电压技术、电工测量仪器、电弧风洞技术、大型电感储能技术、电火箭技术、特种电源、电加工与离子束加工、计算机应用及数控机床、超导技术与磁流体发电等方面为中国的电力发展和国防现代化做出了贡献。

截至2012年底，中科院电工所拥有中国科学院院士1人、中国工程院院士1人；设有可再生能源技术研究部、电力电子与电气驱动技术研究部、电力设备新技术研究部、电力系统新技术研究部、极端电磁环境科学技术研究部、应用超导重点实验室、生物医学工程研究部、微纳加工技术研究部、前沿探索研究部等9个研究所；拥有4个院重点实验室，2个北京市重点实验室，1个北京市工程实验室，1个北京市工程技术研究中心，1个光伏检测中心，1个咨询与培训中心，5个国际联合实验室，10个联合研究机构。

中科院电工所在大型电机蒸发冷却技术、应用超导技术、可再生能源发电技术、电力电子与电气驱动技术等方面取得了一批重大科技成果。

在蒸发冷却技术研究领域，牵头完成的世界上首台800MW量级蒸发冷却水轮发电机于2011年底在三峡水电站投入运行，采用中国自主研发的蒸发冷却技术实现了无泵自循环，安全可靠，基本免维护，在装备容量等级上达到了世界领先高度。牵头完成的李家峡“50MW及400MW蒸发冷却水轮发电机”项目荣获2002年度国家科技进步二等奖。蒸发冷却技术被2000年国际大电网会议（CIGRE）评为旋转电机领域的四大进展之一。

在应用超导技术研究领域，集成1MJ/0.5MV·A高温超导储能系统、10.5kV/1.5kA三相高温超导限流器、75m/10.5kV/1.5kA三相交流高温超导电缆、630kV·A/10.5kV/0.4kV三相高温超导变压器等多种超导电力装置，建成了世界首座配电级超导变电站，并于2011年2月在甘肃省白银市成功实现工程示范运行，被中国科学院和中国工程院两院院士评为“2011年度中国十大科技进展之一”。在超导磁体及强磁场应用研究方面，研制成功国内首台零挥发无液氦传导冷却复杂超导磁体系统，突破了无液氦超导磁体技术的瓶颈，荣获2009年度国家科技进步二等奖。在超导材料及强磁场应用研究方面，研制出世界上临界传输电流性能最高的铁基线带材，技术水平和性能指标均处于国际领先地位。

在可再生能源发电技术研究领域，于2011年12月在青海玉树建设完成2MW水、光互补微网示范工程，是世界首座2MW微网型光伏电站；研制完成的250kV·A可并联电压源逆变器和150kW光伏-储能充电控制器，单机容量在世界同类产品中均为最大。在光热发电研究方面，2012年建成发电的1MW塔式太阳能热发电站，位于北京市八达岭以北3km处，是中国最大规模的太阳能热发电站，见图。



八达岭太阳能热发电站（李欣 摄）

在电力电子与电气驱动技术研究领域，研制成功7500kV·A大功率集成门极换流晶闸管（IGCT）交直交变频系统。具有自主知识产权的7500kV·A大功率三电平IGCT交直交变频调速系统，是国内单机容量最大的交直交变频系统，整体技术达到国际先进水平，获2010年度国家科技进步奖二等奖。

先后成功主办（承办）了电磁场、磁流体发电、电机及系统、可再生能源、电气驱动、应用超导及低温工程等领域10余次大型国际学术会议。

Zhongguo Kexueyuan Gongcheng Rewuli Yanjiusuo

中国科学院工程热物理研究所 （Institute of Engineering Thermophysics，Chinese Academy of Sciences） 简称工程热物理所。成立于1980年，前身是于1956年成立的中国科学院动力研究室；1961年初，并入中国科学院力学研究所；1964年，国家批准在上海成立中国科学院工程热物理研究所，因故未能组建；1980年5月，国家批准恢复中国科学院工程热物理研究所建制。工程热物理所是应用基础与应用发展研究有机结合的战略高技术研究所，主要从事能源、动力和环境等领域的研究，其中包括工程热力学、内流气动热力学、燃烧学和传热传质学等分支学科。

工程热物理所在科研领域和方向上有过两次重大战略调整，即从航空动力向能源与动力（20世纪80年代初）、从能源与动力向能源、动力、环境（20世纪90年代初）的调整。围绕能源、动力、环境三大领域，逐步形成了洁净煤炭联产技术、先进燃烧技术、传热传质技术、航空航天热物理

和总能系统及可再生能源五个研究领域和方向，并取得了一系列重要成果。包括三元流动理论的建立与发展、全三维黏性定常和非定常叶轮机械内部流动研究与设计系统研究、总能系统和新型能源动力系统研究、洁净高效燃烧、常规和超常条件传热传质等。建所以来共获国家级二等和院、部级二等奖以上奖项40余项，国家级三等和院、部级三等奖50余项。

工程热物理所拥有中国科学院院士2人。具有国家“动力工程及工程热物理”一级学科博士与硕士学位和“环境科学与工程”一级学科硕士学位授予权，设有国家博士后流动站。

工程热物理所注重科研成果转化工作。20世纪80年代中期起步的循环流化床燃烧技术的研究与产业化工作，以1996年75t/h循环流化床锅炉的完善化为标志，完成了基础性研究、工业示范、产业化的历程，为推动中国循环流化床产业的形成和发展起到了决定性作用。20世纪90年代中期的国产汽轮机通流改造技术和产业化，是通过新的运行体制将研究所长期在叶轮机械气动热力学研究方面的成果成功运用到工业领域的例子，基础性研究成果实现了产业化。“九五”期间（1996～2000年）开始部署城市固体废弃物处置与综合利用技术研究与开发，研究成果已在国内数个大中城市实施产业化推广。

2012年，新增“环境科学与工程”一级学科，与中国华电集团公司共建的“国家能源分布式能源技术研发（实验）中心”正式成立。

Zhongguo Kezaisheng Nengyuan Xuehui

中国可再生能源学会 （China Renewable Energy Society，CRES） 前身为中国太阳能学会（成立于1979年9月），2006年1月《中国可再生能源法》颁布实施后，正式更名为中国可再生能源学会，领域涉及太阳能光伏及光热、风能、生物质能、地热能、海洋能、氢能，以及太阳能建筑、可再生能源发电并网、天然气水合物等；是以研究可再生能源政策和技术为主的国家一级专业学术团体，是中国科学技术协会的组成部分，也是国际太阳能学会、国际氢能协会及世界风能协会成员。各级会员4000余人。

中国可再生能源学会共设有10个专业委员会（组），6个工作委员会，5个工作部门，并于2011年底组建了专家咨询中心和国际合作中心。

中国可再生能源学会曾多次为《中国可再生能源法》的制定、修改与实施及国家相关重大技术经济决策、发展规划和示范项目提供专家咨询和建议；积极推动领域内的国际合作，与国际组织、国内外科研机构、大学、企业及相关机构建立了广泛联系与合作；多次主办或承办国际国内学术会议和展览；为众多企业提供培训和技术咨询服务。每年学会及各专业委员会主办或联合主办、承办各类国际国内学术会议及交流活动。学会及各专业委员会主办的媒体包括《太阳能学报》《太阳能》杂志、《中国风能》杂志、中国可再生能源网等。

中国可再生能源学会科学技术奖经国家奖励办公室批准，由中国可再生能源学会设立并承办，每年评选一次。

Zhongguo Nanfang Dianwang Youxian Zeren Gongsi

中国南方电网有限责任公司 （China Southern Power Grid Co.，Ltd.，CSG） 简称南方电网公司。2002年12月中国电力体制改革时，经国务院批准，由广东省、海南省和国家电力公司以广西、贵州、云南所属电网资产为基础组建的国有企业。公司总部设在广州市。经营范围为南方电网公司及有关企业中由南方电网公司投资拥有的全部资产；投资、建设和经营管理南方区域电网，参与投资、建设和经营相关的跨区域输变电和联网工程；从事电力购销业务，负责电力交易和调度，管理南方区域电网电力调度交易中心；经有关部门批准，从事国内外投融资业务；自主开展外贸流通经营、国际合作、对外工程承包和对外劳务合作等业务；从事与电网经营和电力供应有关的科学研究、技术开发、电力生产调度信息通信、咨询服务和培训等业务。2012年，南方电网公司在《财富》杂志发布的世界500强企业排名中列第152位。



南方电网公司总部设有21个部局，以及南方电网电力调度控制中心（与系统运行部合署）。下设超高压输电公司、调峰调频发电公司、教育培训评价中心（公司党校、干部学院）、招标服务中心4家分公司，广东、广西、云南、贵州、海南电网公司，广州供电局有限公司，深圳供电局有限公司和南方电网国际有限责任公司8家全资子公司，控股南方电网科学研究院有限责任公司、南方电网综合能源有限公司、南方电网财务有限公司、南方电网传媒有限公司和鼎和财产保险股份有限公司。

南方电网公司辖属的南方电网覆盖五省区，供电面积100万 km²，供电总人口2.3亿人，占全国总人口的17.9%；2012年全网统调最高负荷1.2亿kW，全社会用电量8396亿kW·h。至2010年底累计完成电网建设投资5260亿元，超过1949～2002年底该区域电网建设总投资的3倍。售电量年均增长12.5%；营业收入年均增长13.9%。西电东送电量年均增长22%，对保证广东、广西电力供应，促进东中西互联互动、经济社会协调发展发挥了重要作用。

南方电网区域东西跨度近2000km，网内拥有水、煤、核、抽水蓄能、油、气、风力等多种电源，2012年末总装机容量2.02亿kW（不含港澳），全网（10kV及以上）输电线路总长度18万km，变电容量7亿kV·A。

南方电网远距离、大容量、超高压输电，交直流混合运行，最先进的输变电技术在网内门类齐全，既有直流电触发技术，又有光触发、可控串补、超导电缆等世界先进技术，是世界上结构最复杂、科技含量最高的电网之一。

2004年9月23日，±500kV贵州—广东直流输电工程双极送电试验成功，西电送广东电力达1088万kW，南方电网“五条交流、三条直流”八大西电东送大通道形成。2007年12月22日，贵州—广东二回直流输电工程双极投产，成为中国首个±500kV直流输电自主化示范工程，综合自主化率达70%以上，图为兴仁换流站全景。2009年6月30日，亚洲第一、世界第二，超高压、长距离跨海电力联网工程——500kV海南联网工程成功投运，结束了海南“电

力孤岛”的历史。2010年6月18日，世界上第一个±800kV直流输电工程——云南—广东±800kV特高压直流输电工程竣工投产。至此，南方电网形成“八交五直”13条500kV及以上的西电东送大通道，输电能力超过2500万kW，大大增加云南水电送广东的能力。



贵州—广东第二回直流输电工程兴仁换流站（位于贵州，2005年6月28日开工建设，2007年1月3日双极投产）（南方电网公司　提供）

南方电网公司是国务院确定的大湄公河次区域电力合作中方执行单位。从2004年9月起，南方电网开始通过1条110kV线路从云南向越南送电，2005年又新增3条110kV线路分别从云南和广西向越南送电。2006年9月26日，中国最大的跨国电力联网工程——中越220kV联网工程建成投产，南方电网开始采用两条220kV线路向越南送电。2007年4月28日，第二个中越220kV联网工程投产。至此，南方电网以3条220kV和4条110kV线路向越南送电，2012年送电量27亿kW·h，累计送电量243.6亿kW·h。2010年1月11日，中老115kV联网项目投产，实现了南方电网向老挝北部联网供电，中国和老挝两国间的电力合作迈上了新台阶，当年送电量0.6亿kW·h。另外，南方电网和香港电网通过4条400kV线路及7条132kV线路相连，与香港电力相互支援。有3条220kV和4条110kV线路向澳门送电，2012年送电量达到38.55亿kW·h，累计送电量突破200亿kW·h，占澳门用电量的78%。

Zhongguo Nengyuan Jianshe Jituan Youxian Gongsi

中国能源建设集团有限公司　(China Energy Engineering Group Co., Ltd., CEEC)　简称中国能建集团。经国务院批准，于2011年9月29日挂牌成立，由中国葛洲坝集团公司、中国电力工程顾问集团公司、国家电网公司和中国南方电网有限责任公司所属北京、天津、山西等15个省（区、市）的勘察设计企业、电力施工企业和修造企业重组而成的国有独资公司；注册资本金为260亿元。



中国葛洲坝集团公司　1958年3月30日，毛泽东乘船考察长江三峡工程坝址；1970年12月26日，毛泽东做出批示，兴建长江葛洲坝水利枢纽工程，中国葛洲坝集团公司的前身三三〇指挥部由此得名。中国葛洲坝集团公司是首批实行国家计划单列的56家大型试点企业集团之一。2011年9月成为中国能源建设集团有限公司核心成员单位。主要业务为建筑工程及相关工程技术研究勘察设计与服务、水电投资建设与经营、房地产开发经营。

中国电力工程顾问集团公司　2002年底，在原国家电力公司所属中国电力工程顾问（集团）有限公司基础上组建，2011年9月29日成为中国能源建设集团有限公司的全资子公司，主要从事电力规划研究、咨询、评估与工程勘察、设计、监理、工程总承包，电力项目投资与中国能源建设集团有限公司标志经营及相关专有技术产品开发等业务。

中国能建集团是特大型能源建设企业，拥有集项目总承包、工程管理、规划、勘测、设计、施工、修造、投资运营于一体的完整业务链。主要业务包括：

（1）电力规划研究、勘测设计业务。中国能建集团承担了中国90%以上的电力勘测设计科研、标准化任务，承担中国电力新技术研究和国外先进技术的引进、消化和创新等工作。

（2）建筑施工总承包和专业承包业务。中国能建集团在水电、核电、风电、生物质发电、垃圾发电和燃机、循环流化床，以及电网电站检修、运行、维护等电力能源工程领域具有强大的综合实力；承担了三峡工程65%以上的工程量，是三峡工程建设的主力军；国际市场业务遍及东南亚、南亚、中东、非洲等80多个国家和地区。

（3）投资业务。中国能建集团水泥年产能跻身全国十强，民爆炸药产能位居全国第二。投资兴建的4条高速公路总里程超过500km，投资已建、在建或参股的水电站和火电站超过20座、拥有权益发电装机容量超过250万kW，拥有储量近100亿t的新疆哈密大型煤矿。

（4）房地产开发业务。中国能建集团是国务院国资委批准开展房地产开发业务的21家央企之一，在北京、上海、湖北、新疆、海南等地拥有数百公顷房地产土地储备。

（5）装备、设备制造与维修业务。中国能建集团在火电、水电、核电等各类电站的辅机成套设备和输变电工程所需的产品制造与维修服务方面，在石油石化、冶金、化工、煤炭、交通、工业与民用建筑等行业所需产品设计、制造与维修服务方面，均能提供良好的配套服务。

Zhongguo shangshi dianli qiye

中国上市电力企业　(listed electric power companies of China)　中国电力上市企业板块以上市公司电力业务收入占总收入之比超过50%作为划分标准。中国电力上市企业根据上市地点不同可分为A股（上海及深圳交易所）、H股（香港联交所）及美股（纽约证交所）；包括发电及电网两大类（不包含中国水电及葛洲坝等电力工程类公司），其中发电又可分为火电、水电及新能源三个子行业。

就上市地点而言，电力企业在A股上市，具有发行市盈率较高且投资者更加了解国内企业的优点，也有利于电力企业提高在国内市场的知名度，并为未来的资本运作打造平台，促进国内业务的发展；电力企业在H股上市较为便捷、审批相对宽松，H股属国际化市场，容量较大，对融资的承受能力强，较为规范的市场监管也有利于保障电力企业与主管部门沟通通畅；电力企业在美国发行存托股份可以规避一些机构不能购买外国股票的规定，拓展企业融资渠道，使

电力上市公司能较快获得发展所需资金。

中国电力上市公司经历了从无到有、从小到大的发展过程。①A 股：申能股份（股票代码：600642.SH）于 1993 年 4 月登陆上海证券交易所成为中国首家电力行业上市公司，经过多年发展，在沪、深两市已经有 57 家电力上市公司。②H 股：大唐发电（股票代码：0991.HK）于 1997 年 3 月登陆香港联交所，成为中国大陆首家 H 股电力行业上市公司，主要业务在中国大陆的火电及新能源电力上市公司数量已经达到 12 家。③美股：华能国际（股票代码：HNP.N）外资股于 1994 年 10 月在美国纽约股票交易所以存托股份形式上市交易。

分子行业看：①火电：继申能股份（股票代码：600642.SH）于 1993 年成为首家火电上市公司后，随着中央及地方电力企业陆续上市融资，A 股火电企业 38 家；电力主业分布在中国大陆的火电企业，在 H 股上市的共 5 家。②水电：以甘肃电投（股票代码：000791.SZ）2012 年完成重大资产重组为标志，A 股水电上市公司达到 9 家。③新能源：新能源上市公司集中于香港联交所，中国电力新能源（股票代码：0735.HK）于 1999 年 4 月在香港联交所挂牌交易，在华电福新（股票代码：0816.HK）上市后，新能源上市公司已达到 7 家。④电网：乐山电力（股票代码：600644.SH）于 1993 年成为首家电网上市公司，A 股电网上市公司已达 10 家。

从市值看，以 2012 年 12 月 31 日收盘价计算，A 股电力上市公司总市值为 6665 亿元，其中火电合计为 4621 亿元，占比 69.3%；水电合计为 1777 亿元，占比 26.7%；电网合计为 267 亿元，占比 4%。港股电力上市公司总市值为 2345 亿元，其中火电合计为 1456 亿元，占比 62.1%；新能源合计为 888 亿元，占比 37.9%。电力上市公司财务数据情况见表 1。

表 1　电力上市公司财务数据情况

项　　目	绝对值（亿元）			占行业比例（%）		
	2001 年	2011 年	增长倍数	2001 年	2011 年	比例变化
上市公司资产合计	1605	16379	9.2	14.3	37.1	22.9
上市公司营业收入合计	558	5640	9.1	15.3	35.8	20.5
上市公司利润总额合计	138	349	1.5	37.9	43.3	5.4

资料来源：华通数据、Wind 资讯。

电力板块整体装机规模主要受首次公开募股新增、自建、收购及重大资产置换等因素影响，以 A 股 2011 年总资产前 10 大电力上市公司为例，合计可控装机容量由 2001 年的 765.4 万 kW 上升至 2011 年的 21936.7 万 kW，年均增速约 40%，反映出电力主业较快的发展速度。鉴于水电等清洁能源良好的发展前景及盈利能力，板块内公司持续加大对清洁能源的投资力度，尤其水电及风电的装机规模实现了较快增长。由于行业的重资产特征，增发募集资金推进自身项目建设及收购相关资产是板块内公司实现快速发展的重要手段，板块内公司自 2001 年以来通过增发实现募集资金总额为 1560 亿元，其中通过定向增发及公开增发分别募集 1295 亿及 265 亿元，占比分别为 83%及 17%。

鉴于核电及部分省属发电集团主业仍未上市，该类企业或将陆续完成首次公开募股从而使电力上市公司数量不断增加。预计“十二五”期间（2011～2015 年）电力上市公司总体装机规模将持续提升，在全行业中的收入及利润占比将继续攀升。2011 年总资产前 10 大发电公司及前 5 大电网公司概况如表 2 所示。

表 2　2011 年总资产前 10 大发电公司及前 5 大电网公司概况

股票代码	证券简称	类型	区域	可控装机容量（万 kW）	总资产（亿元）	净资产（亿元）	营业收入（亿元）	净利润（亿元）
600011.SH	华能国际	火电	全国	6037.5	254.4	582	1334	14
601991.SH	大唐发电	火电	全国	3848.4	244.1	506	724	30
600795.SH	国电电力	火电	全国	3204.0	182.2	402	506	45
0836.HK	华润电力	火电	全国	2223.0	168.4	616	609	45
600900.SH	长江电力	水电	湖北	2317.7	158.4	682	207	77
600027.SH	华电国际	火电	全国	2981.8	148.4	236	545	1
600886.SH	国投电力	火电	全国	1276.0	120.9	218	217	7
0916.HK	龙源电力	新能源	全国	1057.3	94.6	303	162	26
2380.HK	中国电力	火电	全国	898.0	63.4	165	161	6
1798.HK	大唐新能源	新能源	全国	525.9	54.3	117	42	7
600310.SH	桂东电力	电网	广西	30.9	5.1	22	21	1
600969.SH	郴电国际	电网	湖南		4.2	12	19	1
600644.SH	乐山电力	电网	四川		3.8	11	21	1
600979.SH	广安爱众	电网	四川		3.2	12	9	1
000993.SZ	闽东电力	电网	福建		2.8	16	4	0

Zhongguo Shuili Fadian Gongcheng Xuehui

中国水力发电工程学会（China Society for Hydropower Engineering，CSHE）　成立于 1980 年，是中国促进水电建设发展、科技进步、国际间学术交流、科技人才培养的群众学术团体。中国水力发电工程学会的最高权力机构是全国会员代表大会，每五年举行一次，理事会是全国会员代表大会闭幕期间的执行机构；理事长为法定代表人。学会的办事机构为秘书处，挂靠于中国水电工程顾问集团公司。

中国水力发电工程学会参加的国际组织主要有国际水利工程与研究协会（IAHR）、国际大坝委员会（ICOLD）与国际水电协会（IHA）；与美国、加拿大、日本、英国、法国、瑞典、瑞士、俄罗斯、印度、尼泊尔及朝鲜等国家的学术组织开展国际学术交流，举办和协办重要国际会议和研讨会，围绕国内外水电发展中的重大科学技术和管理问题，开展多种形式的国际学术交流和研讨活动。开展和促进与台湾

省的水电科技交流和合作，增进两岸水电同行的友谊，共同促进两岸水电科学技术发展。

经科技部国家科技奖励工作办公室批准，由中国水力发电工程学会设立和承办、面向全国设立“水力发电科学技术奖”，每年评选一次。中国水力发电工程学会发起设立潘家铮水电科技基金，设有“潘家铮奖”和“潘家铮水电奖学金”，每两年评选一次。受中国科学技术协会、中国工程院和其他团体机构委托，中国水力发电工程学会承担中国工程院院士候选人提名推荐、“全国优秀科技工作者”和科学技术协会高层次人才库入库人选推荐、中国工程科技“光华成就奖”候选人推荐等工作；组织评审和申报水电行业“全国优秀工程咨询成果奖”和“张光斗优秀青年科技奖”等。

中国水力发电工程学会编辑出版的主要技术刊物有《水力发电学报》《水电能源科学》《大坝与安全》《岩土工程学报》《水电站机电技术》《水力发电年鉴》等。

Zhongguo Shuili Shuidian Kexue Yanjiuyuan

中国水利水电科学研究院 (China Institute of Water Resources and Hydropower Research, IWHR) 简称中国水科院。隶属于水利部，是从事水利水电科学研究的公益性研究机构。中国水科院的历史可追溯到1933年，前身为中国最早的水利科学研究机构——中国第一水工试验所，几经变迁后，于1958年经国务院规划委员会批准，将多家单位合并组建水利水电科学研究院，1994年经国家科学技术委员会批准更名为中国水利水电科学研究院。院本部位于北京市海淀区，并设有大兴试验基地和延庆试验基地；京外设有位于呼和浩特市的牧区水利科学研究所和位于天津市的水利电力机电研究所。

中国水科院已建设成为学科门类齐全、人才优势明显的国家级综合性水利水电科学研究和技术开发中心。截至2012年，拥有中国科学院、中国工程院院士7人。现有13个非营利研究所、5个科技企业、1个综合事业部和1个后勤企业，拥有3个国家级研究中心、7个部级研究中心。主要研究领域覆盖了水文学与水资源、水环境与生态、防洪抗旱与减灾、水土保持与江湖治理、农村与牧区水利、水利史、水力学、岩土工程、水工结构与材料、工程抗震、机电、自动化、工程监测与检测、风能等可再生能源、信息化技术等多个学科方向。具有工程咨询甲级资格证书（水利工程、水电）、水文与水资源调查评价甲级资质证书、建设项目环境影响评价甲级资质证书、建设项目水资源论证甲级资质证书、水土保持监测甲级资格证书、水土保持方案编制甲级资格证书、水利工程施工监理甲级资质证书、工程勘察甲级证书、文物保护工程勘察设计甲级资质证书，以及工程设计、水利工程质量检测（混凝土工程类、量测类）等资质，通过了国家计量认证、ISO9001质量管理体系认证等。

中国水科院拥有国家水电可持续发展研究中心、国家节水灌溉北京工程技术研究中心和国家农业灌排设备质量监督检验中心3个国家中心，水利部防洪抗旱减灾工程技术中心、水利部水资源与水生态工程技术研究中心、水利部水土保持生态工程技术研究中心、水利部草地水土保持生态研究中心、水利部水环境监测评价研究中心、水利部遥感技术应用中心和水利部江河水利志收藏馆7个部级中心，水利部水工程建设与安全重点实验室、水沙科学与江河治理重点实验室2个部重点实验室。另有32个专业实验室，实验室总面积6万m²，配备大型高速水流减压箱、大型三向六自由度模拟地震振动台、离心模拟试验机、水力机械模型通用试验台、水质色谱-质谱联机仪等许多在规模和性能方面均位于国内外前列的重要仪器设备，以及一大批自主开发的水利水电计算机软件和大型高性能的并行计算平台。

中国水科院主持承担了中国几乎所有重大水利水电工程关键技术问题的研究任务，还在国内外开展了一系列工程技术咨询、评估和技术服务等科研工作，取得了一大批原创性、突破性科研成果。截至2010年底，获得国家级奖励81项、省部级奖励459项，历年主编或参编了水利水电专业标准264项，包括国家标准54项，行业标准210项。

中国水科院与国际重要学术团体、国外著名科研机构和知名大学开展了广泛交流与合作，是联合国教科文组织和中国政府合属的国际泥沙研究培训中心、国际大坝委员会中国委员会、国际灌排委员会中国委员会、国际水利与工程协会中国委员会、全球水伙伴中国委员会等秘书处的挂靠单位。

从20世纪50年代起，中国水科院开始研究生培养，是国务院学位办首批授予的“水利工程”一级学科培养单位，设有2个一级学科博士后流动站和8个博士与硕士学位授予专业。设有国家节水灌溉工程技术中心、水利部防洪抗旱减灾工程技术中心、水工程建设与安全重点实验室、水沙科学与江河治理重点实验室和工程环境评价中心。中国水科院是水利系统唯一接收“西部之光”访问学者的培养单位。

Zhongguo Yingdui Qihou Bianhua Guojia Fang'an

《中国应对气候变化国家方案》 (*China's National Climate Change Programme*) 中国政府根据《联合国气候变化框架公约》，结合中国国情和可持续发展的战略要求，在2007年发布的首部应对气候变化的政策性文件。该方案是发展中国家颁布的首部应对气候变化的国家方案。该方案由中国气候变化的现状和应对气候变化的努力，气候变化对中国的影响与挑战，中国应对气候变化的指导思想、原则与目标，中国应对气候变化的相关政策和措施，中国对若干问题的基本立场及国际合作需求五部分组成。

（1）中国气候变化的现状和应对气候变化的努力。内容包括中国气候变化的观测事实与趋势、中国温室气体排放现状、中国减缓气候变化的努力与成就。

（2）气候变化对中国的影响与挑战。内容包括中国与气候变化相关的基本国情、气候变化对中国的影响和中国应对气候变化面临的挑战。

（3）中国应对气候变化的指导思想、原则与目标。

1）指导思想。全面贯彻落实科学发展观，推动构建社会主义和谐社会，坚持节约资源和保护环境的基本国策，以控制温室气体排放、增强可持续发展能力为目标，以保障经济发展为核心，以节约能源、优化能源结构、加强生态保护和建设为重点，以科学技术进步为支撑，不断提高应对气候变化的能力，为保护全球气候做出新的贡献。

2）原则。包括在可持续发展框架下应对气候变化的原

则，遵循《联合国气候变化框架公约》规定的“共同但有区别的责任”原则，减缓与适应并重的原则，将应对气候变化的政策与其他相关政策有机结合的原则，依靠科技进步和科技创新的原则，以及积极参与、广泛合作的原则。

3）目标。控制温室气体排放取得明显成效，适应气候变化的能力不断增强，气候变化相关的科技与研究水平取得新的进展，公众的气候变化意识得到较大提高，气候变化领域的机构和体制建设得到进一步加强。

（4）中国应对气候变化的相关政策和措施。内容包括减缓温室气体排放的重点领域、适应气候变化的重点领域、气候变化相关科技工作、气候变化公众意识、机构和体制建设。

（5）中国对若干问题的基本立场及国际合作需求。基本立场：减缓温室气体排放；适应气候变化；技术合作与技术转让；切实履行《联合国气候变化框架公约》和《京都议定书》的义务；气候变化区域合作。国际合作需求：技术转让和合作需求；能力建设需求。

参考书目

第二次气候变化国家评估报告编写委员会．第二次气候变化国家评估报告．北京：科学出版社，2011.

Zhongguo Yuanzineng Kexue Yanjiuyuan

中国原子能科学研究院 （China Institute of Atomic Energy，CIAE） 简称原子能院。始建于1950年，是中国核工业和核科学技术的发祥地，曾为中国“两弹一艇”开展前期研究，在中国首先开展核科学技术的先导性、基础性、前瞻性综合研究，主要研究任务为国防预研究、核科学技术基础研究、先进核能技术开发及核应用技术。重点开展核物理、核化学与放射化学、反应堆工程、加速器技术、核电子与探测技术、同位素技术、放射性计量与辐射防护、新材料、生物医学工程、强激光应用和信息技术等方面的科学研究。院址设在北京市房山区。

原子能院的前身是1950年5月19日成立的中国科学院近代物理研究所，1953年更名为中国科学院物理所，1958年更名为中国科学院原子能研究所，1984年核工业部决定更名为中国原子能科学研究院。

原子能院下设核物理研究所、反应堆工程研究设计所、放射化学研究所、同位素研究所、核技术应用研究所、辐射安全研究所6个研究所；下设中国实验快堆工程部、中国先进研究堆工程部、串列加速器升级工程部、放射性三废设施治理工程部、核燃料后处理放化实验设施工程部、中国核工业科技馆工程部、反应堆工程设计部、放射性计量测试部8个工程技术和研究部；有实验工厂、电子仪器厂、核电技术服务中心等20余个产业实体；中国核数据中心、国家能源快堆工程研发（实验）中心、北京串列加速器核物理国家实验室、国家同位素工程技术研究中心、国防工业电离辐射计量一级站、核工业核保障技术重点实验室等均设在原子能院。现有职工3000余人，其中高级科研与工程技术人员600余人，博士生导师110余名，两院院士5名。先后有60余位两院院士在原子能院工作。

原子能院坚持国家核科技研究基地和中核集团研发中心两个定位，以中国先进研究堆、中国实验快堆（见图）、北京串列加速器升级工程和核燃料后处理放化实验设施四大工程为科技创新平台，以国防科技、核电基础和先进核能、核基础科技与交叉学科、核技术应用及产业化为主要方向，拥有作为中国跨进原子能时代标志的第一座重水反应堆、第一台回旋加速器，被誉为“中国核工业发祥地”“中国核工业的摇篮”“中国核工业的老母鸡”。1978～2010年，获得国家自然科学奖、国家发明奖、国家科技进步奖等66项，全国科学大会奖84项，部级奖1247项。此外获何梁何利奖6人，获吴有训物理奖5项，中华技能大奖2项，中核集团“钱三强科技奖”1人。



中国实验快堆

Zhonghua Renmin Gongheguo Anquan Shengchan Fa　108034

《中华人民共和国安全生产法》 （*The Production Safety Law of the People's Republic of China*） 中国关于调整安全生产各方面关系的法律。2002年6月29日，第九届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议审议通过，以中华人民共和国主席令第70号公布，2002年11月1日起实施。立法目的是为了加强安全生产监督管理，防止和减少生产安全事故，保障人民群众生命和财产安全，促进经济发展。《中华人民共和国安全生产法》是一部有关安全生产的综合性法律。



适用范围　中国国内从事生产经营活动的单位（统称生产经营单位）的安全生产。生产经营单位指所有从事生产经营活动的基本生产经营单元，具体包括各种所有制和组织形式的公司、企业、社会组织和个体工商户，以及从事生产经营活动的公民个人。有关法律、行政法规对消防安全和道路交通安全、铁路交通安全、水上交通安全、民用航空安全另有规定的，按其规定执行。

主要内容　共7章97条。包括总则、生产经营单位的安全生产保障、从业人员的权利和义务、安全生产的监督管理、生产安全事故的应急救援与调查处理、法律责任和附则。

配套法规　主要有《建设工程安全生产管理条例》《安全生产许可证条例》《生产安全事故报告和调查处理条例》

《电力安全事故应急处置和调查处理条例》《安全生产违法行为行政处罚办法》《生产经营单位安全培训规定》《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》《劳动防护用品监督管理规定》《中华人民共和国突发事件应对法》等。

Zhonghua Renmin Gongheguo Biaozhunhua Fa

《中华人民共和国标准化法》 (*Standardization Law of the People's Republic of China*) 中国对现代化生产进行科学管理的有关标准化的法律。由第七届全国人民代表大会常务委员会第五次会议于1988年12月29日通过，1989年4月1日起实施。包括总则、标准的制定、标准的实施、法律责任、附则等5章共26条，确定了标准体系和标准化管理体制，规定了制定标准的对象与原则及实施标准的要求，明确了违法行为的法律责任和处罚办法。



《中华人民共和国标准化法》明确了标准是科研、生产、交换和使用的技术依据，企业必须按标准组织生产，对于涉及人民生命财产安全的产品，必须符合强制性标准中的相关规定。

《中华人民共和国标准化法》是制定标准、推行标准化、实施标准化管理和监督的依据。以该法为依据，国务院发布了《中华人民共和国标准化法实施条例》，各行业标准化主管部门在管理范围内发布相关管理办法。电力行业标准化工作遵循国家能源局发布的《能源领域行业标准化管理办法（试行）》。

《中华人民共和国标准化法》明确了中国标准分为国家标准、行业标准、地方标准和企业标准4个级别。

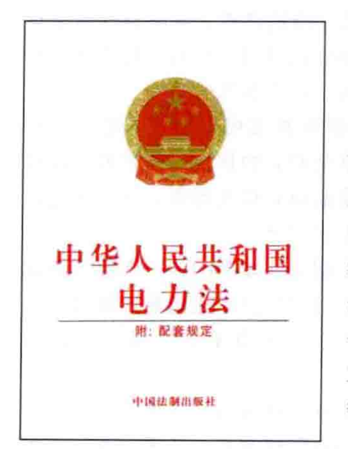
Zhonghua Renmin Gongheguo Biaozhunhua Fa Shishi Tiaoli

《中华人民共和国标准化法实施条例》 (*Regulations for the Implementation of the Standardization Law of the People's Republic of China*) 中国关于《中华人民共和国标准化法》实施的行政法规。由国务院于1990年4月6日以第53号令发布，自发布之日起施行。《中华人民共和国标准化法实施条例》根据《中华人民共和国标准化法》的规定制定，由国务院标准化行政主管部门负责解释。

《中华人民共和国标准化法实施条例》包括总则、标准化工作的管理、标准的制定、标准的实施与监督、法律责任、附则等6章共44条，在《中华人民共和国标准化法》的基础上，重点对各级行政主管部门标准化工作职责、国家标准内容、强制性标准内容、标准编号办法、实施与监督及法律责任等方面提出了细化要求。

Zhonghua Renmin Gongheguo Dianli Fa

《中华人民共和国电力法》 (*Electricity Law of the People's Republic of China*) 调整和规范电力建设、生产、供应和使用活动中各种关系的综合性法律。1995年12月28日，第八届全国人民代表大会常务委员会第17次会议通过，以主席令第60号公布，1996年4月1日起施行。《中华人民共和国电力法》是中国关于电力事业的第一部基本法规。首次以法律形式明确了电力企业安全生产管理应坚持“安全第一、预防为主”的方针，建立、健全安全生产责任制度等重要管理内容。



近代中国在电力工业创始时期没有统一的管理法规。1928年国民政府制定和颁布了《民营公用事业监督条例》《电气事故条例》等；1947年国民党政府制定了《电力法》，使电力工业的法律法规体系有了一定程度的完善。中华人民共和国成立后，特别是1978年以来，中国电力工业发展很快，电力发展面临的问题很多，根据全国人大代表的提议，1985年起，国家有关部门开始着手起草电力法。经过大量调查研究，反复论证，电力法草案数易其稿而成。

适用范围 适用于中华人民共和国境内的电力建设、生产、供应和使用活动。

主要内容 共10章70条，总则部分确定了立法宗旨、适用范围、发展电力事业的基本原则以及电力管理体制。分则部分包括电力建设、电力生产与电网管理、电力供应与使用、电价与电费、农村电力建设和农村用电、电力设施保护和监督检查、法律责任等。

配套法规 《电网调度管理条例》（国务院令第115号）、《电力供应与使用条例》（国务院令第196号）、《电力设施保护条例》（国务院令第239号）、《电力监管条例》（国务院令第432号）、《电力工业环境保护管理办法》（电力工业部令第9号）、《供用电监督管理办法》（电力工业部令第4号）、《用电检查管理办法》（电力工业部令第6号）、《供电营业规则》（电力工业部令第8号）。

Zhonghua Renmin Gongheguo Gongshang Baoxian Tiaoli

《中华人民共和国工伤保险条例》 (*Regulations on Industrial Injury Insurance of the People's Republic of China*) 为保障因工作遭受事故伤害或者患职业病的职工获得医疗救治和经济补偿，促进工伤预防和职业康复，分散用人单位的工伤风险，依据宪法而制定的法规。2003年4月16日国务院第5次常务会议讨论通过，2003年4月27日以国务院令第375号令发布，自2004年1月1日起施行；2010年12月12日国务院第136次



常务会议通过《国务院关于修改〈工伤保险条例〉的决定》，2010年12月20日以国务院令第586号公布修改后的《中华人民共和国工伤保险条例》，自2011年1月1日起施行。

该条例所指工伤保险是指劳动者在工作中或在规定的特殊情况下，遭受意外伤害或患职业病导致暂时或永久丧失劳动能力以及死亡时，劳动者或其遗属从国家和社会获得物质救助的一种社会保险制度。

适用范围　适用于中国境内的企业、事业单位、社会团体、民办非企业单位、基金会、律师事务所、会计师事务所等组织和有雇工的个体工商户。

主要内容　共8章64条，主要包括总则、工伤保险基金、工伤认定、劳动能力鉴定、工伤保险待遇、监督管理、法律责任、附则等。

配套法规　《社会保险费征缴暂行条例》（国务院令第259号）、《中华人民共和国劳动法》（国务院令第28号）、《中华人民共和国职业病防治法》《中华人民共和国劳动争议调解仲裁法》《中华人民共和国行政复议法》《中华人民共和国行政诉讼法》《工伤保险经办业务管理规程（试行）》《工伤认定办法》《因工死亡职工供养亲属范围规定》《非法用工单位伤亡人员一次性赔偿办法》《职业病诊断与鉴定管理办法》《职业病目录》《劳动能力鉴定——职工工伤与职业病致残等级》《职业病危害事故调查处理办法》等。

国外工伤保险法　工伤保险作为国家立法出现，起始于19世纪后期的德国。德国是工伤保险制度的诞生地，德国于1884年颁布了《工伤保险法》。职业病病种由法定形式确定，工伤保险机构财务独立。在职业康复和再就业方面，工伤职工可以要求劳动力交流机构提供指导和服务。如果出现工伤争议，可以免费向法院起诉。美国于1908年颁布了《美国联邦雇员伤害赔偿法》。英国于1946年颁布了《国民工业伤害保险法》，1975年颁布了《英国现行工伤保险办法》。英国工伤保险事务由卫生与社会保障部负责。日本于1947年颁布了《工伤补偿保险法》，日本的工伤保险由政府主管，保险费用则由政府向相关的企业主进行征收，国家补助一部分费用。印度于1924年实施的《工人补偿法》是一种完全的雇主责任制，1948年开始建立包括工伤保险的社会保险体系，于1952年开始实施《雇员国家保险法》。

Zhonghua Renmin Gongheguo Tufa Shijian Yingdui Fa

《中华人民共和国突发事件应对法》　(*The Emergency Response Law of the People's Republic of China*)　规范突发事件应对活动的法律。2007年8月30日，第十届全国人民代表大会常务委员会第29次会议通过，以主席令第69号发布，2007年11月1日起施行。立法目的是为了预防和减少突发事件的发生，控制、减轻和消除突发事件引起的严重社会危害，保护人民生命财产安全，维护国家安全、公共安全、环境安全和社会秩序。

本法所称突发事件是指突然发生，造成或者可能造成严重社会危害，需要采取应急处置措施予以应对的自然灾害、事故灾难、公共卫生事件和社会安全事件。

适用范围　适用于突发事件的预防与应急准备、监测与预警、应急处置与救援、事后恢复与重建等应对活动。

主要内容　共7章70条，包括总则、预防与应急准备、监测与预警、应急处置与救援、事后恢复与重建、法律责任、附则等。



本法从法律层面明确了中国统一领导、综合协调、分类管理、分级负责、属地为主的应急管理体制，以制度的形式建立了预防与应急准备、监测与预警、应急处置与救援等方面的机制，从而在法律上确立了应急管理工作的基本制度。明确了政府在应急管理工作中的主体地位和作用。公民、法人和其他组织有义务参与突发事件应对工作。

Zhonghua Renmin Gongheguo Zhiyebing Fangzhi Fa

《中华人民共和国职业病防治法》　(*The Occupational Disease Prevention Law of the People's Republic of China*)　预防、控制和消除职业病危害，防治职业病，保护劳动者健康及其相关权益的法律。2001年10月27日，第九届全国人民代表大会常务委员会第24次会议通过，以主席令第60号公布，2002年5月1日起施行。2011年12月31日，第十一届全国人大常委会24次会议通过《关于修改〈中华人民共和国职业病防治法〉的决定》，以主席令第52号公布，并自公布之日起施行。立法目的是为明确职业病防治责任，落实职业病待遇、保证职业病防治法全面严格实施，遏制职业病。《中华人民共和国职业病防治法》是中国第一部职业安全卫生方面的专项法，是职业卫生监管工作领域的基础性法律。



该法所指职业病是指企业、事业单位和个体经济组织等用人单位的劳动者在职业活动中，因接触粉尘、放射性物质和其他有毒、有害因素而引起的疾病。职业病的分类和目录由国务院卫生行政部门会同国务院安全生产监督管理部门、劳动保障行政部门制定、调整并公布。

全世界约有70多个国家、地区和国际组织制定了有关职业卫生的法规。职业卫生法规在各国名称不一，内容基本一致。美国、加拿大、日本、希腊、英国等制定了职业卫生法或职业安全卫生法。智利、德国、芬兰等制定了职业病法或尘肺病法。法律对劳动者和用人单位的权利与义务都做了明确的规定。

适用范围　适用于中华人民共和国境内的职业病防治活动。

主要内容　共有7章79条，包括总则、前期预防、劳

动过程中的防护与管理、职业病诊断与职业病病人保障、监督检查、法律责任、附则等。该法规定了用人单位必须依法参加工伤社会保险；规定了劳动者享有健康服务权、危害知情权、危害防护权、拒绝危害作业权、危害控告权、女工特殊保护权和接受健康教育权等。

配套法规　GBZ/T 225—2010《用人单位职业病防治指南》《工作场所职业卫生监督管理规定》（国家安全生产监督管理总局令第 47 号）、《职业病危害项目申报办法》（国家安全生产监督管理总局令第 48 号）、《用人单位职业健康监护监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 49 号）、《职业卫生技术服务机构监督管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令第 50 号）、《建设项目职业卫生“三同时”监督管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令第 51 号）、GBZ 188—2007《职业健康监护技术规范》、GBZ 235—2011《放射工作人员职业健康监护技术规范》《职业病危害事故调查处理办法》（卫生部令第 25 号）、《工伤保险条例》（国务院令第 586 号）、《建设项目职业病危害分类管理办法》（卫生部令第 49 号）、《职业健康监护管理办法》（卫生部令第 23 号）、《职业病诊断与鉴定管理办法》（卫生部令第 24 号）、《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》（国务院令第 352 号）。

zhongda weixianyuan

重大危险源　（major hazards）　依据安全生产标准、行业标准或者国家有关规定辨识确定的危险设备、危险设施或者危险场所。重大危险源依据其危险程度分为四级，其中一级为最高级别。电力生产企业因生产需要，现场储存、使用氢气、酸、碱、液氨、燃油、天然气等危险品，如果其数量达到国家标准规定，这些储存、使用危险品的场所、设备、设施就是重大危险源，需要按照重大危险源来管理。

重大危险源的管理要求：①登记、建档；②定期对其进行检测、评估、监控；③制订应急预案，并定期进行培训演练；④告知从业人员及有关人员应急措施；⑤安全措施、应急措施上报地方人民政府有关部门备案等。

重大危险源的概念产生于 20 世纪 70 年代。英国是最早系统地研究重大危险源控制技术的国家，于 1982 年颁布了《关于报告处理危害物质设施的报告规程》，1984 年颁布了《重大工业事故控制规程》。80 年代，中国开始重视对重大危险源的辨识、分析、评价，并初步在生产实际中应用。中国于 2000 年发布了 GB 18218—2000《重大危险源辨识》；2002 年颁布了《中华人民共和国安全生产法》《危险化学品安全管理条例》，从法律、法规层面对重大危险源的监督和管理提出了明确要求；2009 年发布了 GB 18218—2009《危险化学品重大危险源辨识》，取代了 GB 18218—2000《重大危险源辨识》；2011 年，国家安全生产监督管理总局下发了《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》。


GB

中华人民共和国国家标准

GB 18218—2009

危险化学品重大危险源辨识

Identification of major hazard installations for dangerous chemicals

2009-03-31 发布　　2009-12-01 实施

zhongjinshu kongzhi

重金属控制　（heavy metal control）　根据法律和技术规范要求，采取分离、吸附等措施，控制排放的污染物中重金属含量的活动。重金属主要是指密度大于 $6g/cm^3$ 的金属元素，主要有汞（Hg）、铬（Cr）、镉（Cd）、铅（Pb）和类金属砷（As）等。重金属污染物不能在自然环境中降解，只能迁移，毒性大且易累积，尤其对人的内脏和神经系统损害巨大。

火电厂的重金属主要来源于燃煤、垃圾焚烧（含垃圾电厂中燃烧垃圾）所排放的烟气、脱硫废水。火电厂烟气中的重金属一般采用布袋除尘＋吸附剂（活性炭）吸附等方法控制。废水中重金属的处理方法主要包括：将废水中溶解状的重金属转变为不溶的重金属化合物或元素的沉淀或上浮分离法；不改变废水中的重金属化学形态而将其浓缩分离的方法；将毒性大的高价重金属离子还原成毒性低的低价离子的金属还原法、药剂还原法。

见火电环境保护、大气污染物控制。

zhuce anquan gongchengshi

注册安全工程师　（certified safety engineer）　取得中国注册安全工程师执业资格证书（简称资格证书），在生产经营单位从事安全生产管理、安全技术工作或者在安全生产中介机构从事安全生产专业服务工作，并按照规定注册取得中国注册安全工程师执业证（简称执业证）和执业印章的人员。注册是指取得某种资格。执业资格是指开展某项业务所获得的国家法律许可授权条件。执业资格证书是国家对特殊行业或开展业务规定资格准入的凭证。实施注册安全工程师执业资格制度，目的是加强对安全生产工作的管理，提高安全生产技术人员的素质；是中国安全生产领域关键技术岗位实施准入制度的开始，标志着中国安全生产领域人才社会化评价工作开始与国际接轨。

中国国家安全生产监督管理总局对全国注册安全工程师的注册、执业活动实施统一监督管理。注册安全工程师执业资格考试由人力资源和社会保障部及国家安全生产监督管理总局共同组织实施。

中国注册安全工程师的有效期为 3 年，自准予注册之日起计算。有效期满前 3 个月，持证者应到原注册管理机构办理再次注册手续。在注册有效期内变更执业机构的，须及时向注册管理机构申请办理变更手续。每个注册周期内应当参加继续教育。中央企业注册安全工程师的继续教育可以由中央企业总公司组织实施。

报考条件　中国公民，学历、专业、工作年限符合条件者均可申请参加注册安全工程师考试。

执业范围　包括安全生产管理，安全生产检查，安全性评价或者安全评估、安全检测检验，安全生产技术咨询、服务，安全生产教育和培训，法律、法规规定的其他安全生产技术服务。

应履行的义务　包括：保证执业活动的质量，承担相应的责任；接受继续教育，不断提高执业水准；在本人执

业活动所形成的有关报告上署名；维护国家、公众的利益和受聘单位的合法权益；保守执业活动中的秘密；不得出租、出借、涂改、变造执业证和执业印章；不得同时在两个或者两个以上单位受聘执业；法律、法规规定的其他义务。

应享受的权利　使用注册安全工程师称谓，从事规定范围内的执业活动，对执业中发现的不符合安全生产要求的事项提出意见和建议；参加继续教育，使用本人的执业证和执业印章，获得相应的劳动报酬；对侵犯本人权利的行为进行申诉；法律、法规规定的其他权利。

沿革　世界上大多数发达国家对涉及公众生命和财产安全的执业都制定了严格的考试制度、注册制度和相应的管理制度。美国、英国、加拿大、日本等国家都建立了注册建筑师、注册工程师制度。美国的安全师注册制度始于1969年，安全师认可注册机构（BSCP）为非营利性的。注册安全师认可与注册机构采用评估申请者的学历、专业经历和专业考试相结合的方式综合考察申请者的能力和水平，对满足条件者发给资格证书和予以注册。注册安全师获得证书、取得注册资格后，5年内必须累计在10个专业活动方面获得25个分数点的业绩以保持注册安全师资格；获得资格的第5年结束以前必须提交一份业绩分数报告供评审，如果通不过评审将失去注册安全师资格。失去注册资格后，可以在未来5年内重新申请参加综合安全实践考试，通过后注册资格得以恢复，否则彻底失去。如果因为工作安排、个人原因、兵役要求等需要暂时离开安全专业实践，可以向安全师认可注册机构申请“资格休假”。注册安全师如果不再需要或不能履行注册机构的要求，可以申请资格终止。

中国执业资格制度于1993年提出。2002年，人事部与国家安全生产监督管理局联合下发了《注册安全工程师执业资格制度暂行规定》和《注册安全工程师执业资格认定办法》（人发〔2002〕87号），开始实施注册安全工程师制度。2003年，人事部下发了《注册安全工程师执业资格考试实施办法》（国人部发〔2003〕13号），当年全国有1620人获得注册安全工程师认定。2004年，全国首次举行注册安全工程师执业资格考试。2005年，国家安全生产监督管理局下发了《关于做好注册安全工程师继续教育工作的通知》（安监总厅字〔2005〕15号）、《关于做好注册安全工程师注册管理工作有关事项的通知》（安监总厅字〔2005〕18号），开始受理取得注册安全工程师执业资格证书人员的注册申请。2007年，国家安全生产监督管理局下发了《注册安全工程师管理规定》（总局令第11号），人事部与国家安全生产监督管理局联合下发了《注册安全工程师执业资格制度暂行规定补充规定》（国人部发〔2007〕121号），国家安全生产监督管理局下发了《关于贯彻实施〈注册安全工程师管理规定〉有关事项的通知》（安监总厅人事〔2007〕44号）。2009年，国家安全生产监督管理局下发了《关于生产经营单位管理人员中注册安全工程师安全培训考核有关问题的通知》（安监总培训〔2009〕239号）。2011年，国家安全监督管理总局下发了《关于加强注册安全工程师工作的指导意见》（安监总培训〔2011〕147号）。

zhuce zhiye guanli

注册执业管理　(management of certified enrollment)

国家法律授权的行业组织或政府行政主管部门对从事建设工程勘察、设计和相关活动的专业技术人员实行的执业资格注册管理制度。中国在工程咨询全过程的各个阶段都实施了注册执业资格制度，逐步完善了个人执业资格制度，强化了个人执业责任，保障了执业人员合法权益。

国外注册执业管理　世界各国的注册执业管理制度由于体制的不同而有所区别。在美国，具备一定基本条件（学历和工作经历）的专业技术人员通过由国家勘察设计考试者理事会组织的考试后，向所在州职业工程师局申请取得执业资格许可证书后方可执业。而在英联邦国家实行的是会员制度，具备一定基本条件（学历和工作经历）的专业技术人员向全国专业工程师学会提出申请，由学会组织专家组对其进行考核与面试，通过考核与面试的技术人员即可成为专业工程师学会的会员并可以执业。

中国注册执业管理　中国执业资格管理制度由政府专业行政主管部门和人力资源主管部门联合设立，政府人力资源主管部门负责组织考试并颁发资格证书，政府专业行政主管部门负责注册和执业管理，颁发注册证书和执业印章。

1995年9月，国务院颁发《中华人民共和国注册建筑师条例》（第184号令），启动了注册建筑师执业资格制度。1996年8月，人事部、建设部以人发〔1996〕77号文印发《造价工程师执业资格制度暂行规定》，启动了造价工程师执业资格制度。1997年9月，建设部、人事部印发《注册结构工程师执业资格制度暂行规定》（建设〔1997〕222号），启动了注册结构工程师执业资格制度。2001年1月，人事部、建设部印发了《勘察设计注册工程师制度总体框架及实施规划》（人发〔2001〕5号），并于之后相继印发了注册土木工程师、注册电气工程师、注册公用设备工程师、注册化工工程师、注册机械工程师等执业资格制度暂行规定，逐步启动了勘察设计17个专业类别（土木、结构、公用设备、电气、机械、化工、电子工程、航天航空、农业、冶金、矿业/矿物、核工业、石油/天然气、造船、军工、海洋、环保）的注册工程师执业资格制度。2001年12月，人事部、国家计划委员会印发了《注册咨询工程师（投资）执业资格制度暂行规定》（人发〔2001〕127号），启动了注册咨询工程师（投资）执业资格制度。2003年10月，人事部、国家质量监督检验检疫总局印发了《注册设备监理师执业资格制度暂行规定》（国人部发〔2003〕40号），启动了注册设备监理师执业资格制度。2006年1月，建设部发布《注册监理工程师管理规定》（第147号令），启动了注册监理工程师制度。

zhuanjia gujifa

专家估计法　(experts' estimation method)

由具有较高学术水平、较丰富实践经验和较强分析能力的专家，以其所掌握的知识、资料和信息为依据，对电力需求进行测算（见电力需求预测）的方法。一般分为个人判断法、专家会议预测法、德尔斐预测法和主观概率法等。

个人判断法　依靠专家个人的智慧及所掌握的资料对电力需求的发展趋势及状况做出判断。其优点是不受外界环境的影响，可充分利用专家个人的知识、经验和创造力；不足

之处是预测判断受到专家个人的经验、知识面和占有资料的限制，难免带有片面性。

专家会议预测法　组织一定数量的专家，通过会议交换信息和意见，依靠众多专家的智慧对电力需求发展趋势及状况做出判断。其优点是通过会议交换信息和意见，能考虑多方面的因素，占有信息量较大，预测判断较为可靠；不足之处是心理因素影响较大，容易出现少数或不知名专家的正确意见受多数或权威专家意见的影响而被忽视的情况。

德尔斐预测法　简称德尔斐法，是向众多专家征询意见的方法，但它不是通过专家会议，而是个别地征询各方面专家书面或口头意见。组织者将各方面专家的预测判断意见加以综合、整理、归纳后，匿名反馈给各方面专家，再次征询意见，经过多次反复，最后形成一个比较一致的、可靠性较高的判断意见。德尔斐法既能发挥每个专家的经验和判断力，又能将个人的意见有效地综合为集体意见，是较为实用的预测方法。其局限性在于，预测需要的时间长，主要凭专家的主观判断，缺乏客观标准。

主观概率法　先由预测者对预测问题进行主观估计，然后运用主观概率加以评定的方法。主观概率法在实际应用时，常采用三点估算法公式进行计算和预测。三点估算法公式为

$$y=\frac{a+4m+b}{6}$$

式中 y 为预测值；a 为最高估计值；b 为最低估计值；m 为最可能估计值。其中 a、b、m 均来自预测专家的预测结果。

zhuanye biaozhunhua jishu weiyuanhui

专业标准化技术委员会　(Technical Committee of Standardization, TC)　在一定专业范围内从事标准化工作的技术组织，负责本专业技术领域的标准化技术归口工作。负责提出有关标准化工作建议，编制本专业领域的标准体系表，组织制定、修订、审查本专业标准，收集标准在实施中存在的问题，适时组织本专业标准的复审，提供标准解释、咨询等服务。

在国际电工委员会（IEC），专业标准化技术委员会设立主席、秘书、委员若干。主席全面管理技术委员会，指导秘书工作，主持专业标准化会议，协调分歧；秘书负责技术委员会的日常工作；委员分参加成员（P成员）和观察成员（O成员）。

在中国，专业标准化技术委员会设主任委员、副主任委员、秘书长、委员若干。委员由从事本技术领域的专业人员担任，主要包括本专业生产、经销、使用、科研、教学和监督检验等方面专家及管理人员。每届专业标准化技术委员会委员任期为5年，专业标准化技术委员会在全体委员充分协商的基础上，实行主任委员领导下的集体表决制度，进行标准的审定。按照批准的专业标准化技术委员会章程、秘书处工作细则开展工作。一般通过召开专业标准化技术委员会年会讨论工作计划、审查标准等。专业标准化技术委员会的各项提案应当获得全体委员3/4以上同意，方可通过。

1979年，中国的第一个标准化技术委员会全国电压电流等级和频率标准化技术委员会（SAC/TC 1）成立。1981年，中国电力行业第一个标准化技术委员会电力行业避雷器标准化技术委员会（DL/TC01）成立（后该标委会撤销）。至2013年6月，在中国的电力行业共设有52个专业标准化技术委员会，15个全国标准化技术委员会，覆盖火力发电、水力发电、核能发电、新能源与可再生能源发电、输变电，以及电动汽车充电设施等领域。中国电力行业专业标准化技术委员会一览表见表1，中国电力行业归口的国家标准化技术委员会一览表见表2。

表1　中国电力行业专业标准化技术委员会一览表

序号	标委会编号	标委会名称	主要工作任务	秘书处挂靠单位
1	DL/TC02	电力变压器	电力变压器（含电抗器、互感器）技术条件、运行、安装、试验方面的标准	中国电力科学研究院
2	DL/TC03	电容器	电力电容器技术条件、运行、安装及无功等方面的标准	南方电网科学研究院有限责任公司
3	DL/TC06	高压开关设备及直流电源	高压开关及开关类设备的技术条件、运行、安装等方面的标准	中国电力科学研究院
4	DL/TC07	电站汽轮机	电站汽轮机技术条件、运行及安装方面的标准	西安热工研究院有限公司
5	DL/TC08	电站锅炉	电站锅炉技术条件、运行及安装方面的标准	西安热工研究院有限公司
6	DL/TC09	电机	发电机、电动机技术条件、运行及安装方面的标准	华北电力科学研究院有限责任公司
7	DL/TC10	水轮发电机及电气设备	水轮发电机技术条件、运行及安装方面的标准	中国水利水电建设股份有限公司
8	DL/TC11	气体绝缘金属封闭电器	金属封闭电器技术条件、运行及安装方面的标准	中国电力科学研究院
9	DL/TC12	高压直流输电技术	高压直流输电技术及设备的技术条件、运行、安装等标准	中国电力科学研究院
10	DL/TC13	电厂化学	电厂化学各专业的技术条件、试验技术、运行方面的标准	西安热工研究院有限公司
11	DL/TC14	高压试验技术	电力系统内高压试验技术及设备的试验方法、技术的标准	中国电力科学研究院
12	DL/TC15	继电保护	电力系统继电保护技术条件、运行、试验的标准	南京南瑞继保电气有限公司

续表

序号	标委会编号	标委会名称	主要工作任务	秘书处挂靠单位
13	DL/TC16	绝缘子	绝缘子、防污秽设备的技术条件、运行及试验方面的标准	中国电力科学研究院
14	DL/TC17	水电站自动化	水电站自动化设备技术条件、运行及试验方面的标准	中国水利水电科学研究院
15	DL/TC18	电站焊接	电站焊接技术及运行方面的标准	中国电力科学研究院
16	DL/TC19	电力电缆	电力电缆及附件技术条件、运行、安装方面的标准	中国电力科学研究院
17	DL/TC20	电站阀门	电站阀门技术条件及运行、安装方面的标准	西安热工研究院有限公司
18	DL/TC22	电测量	电测量技术条件、运行、试验等标准	中国电力科学研究院
19	DL/TC23	电站金属材料	电站金属材料技术条件、运行、试验方面的标准	西安热工研究院有限公司
20	DL/TC26	电力燃煤机械	电力燃煤机械技术条件、运行、安装方面的标准	电力工业产品质量标准研究所
21	DL/TC27	信息	制定、修订、审查电力管理信息方面的标准	中国电力科学研究院
22	DL/TC28	热工自动化与信息	制定、修订、审查热工自动化技术方面的标准及委员会范围内的其他标准化工作	西安热工研究院有限公司
23	DL/TC29	水电施工	制定、修订、审查水电站枢纽工程永久和大型临时工程建设所涉及的施工组织设计；工程建筑材料；施工（含安装、装配）工艺；施工质量、安全；施工企业自行开发研制生产的设备、机具、仪器、仪表产品；施工管理等的技术标准	中国水利水电建设股份有限公司
24	DL/TC30	农村电气化	农村电气化、农村电气化规划、供用电及安全、农电用电设备和风电、太阳能等方面的标准化工作	中国电力科学研究院
25	DL/TC31	可靠性管理	电力系统规划、设计、电力工程设备选型、施工验收、发供电生产运行、维修等方面可靠性统计，评价和质量监督等技术标准工作	国家能源局可靠性管理中心
26	DL/TC32	大坝安全监测	对混凝土坝、土石坝、其他水工建筑物和影响大坝安全的边坡稳定的变形监测、应力监测、渗流监测、监测仪器布置和埋设，监测系统自动化、监测资料分析和反馈等技术标准的制定、修订	国家电力监管委员会大坝安全监察中心
27	DL/TC33	环境保护	火电厂、水电站、核电厂等环境保护技术标准的制定、修订、审查	国电环境保护研究院
28	DL/TC36	电网运行与控制	制定、修订、审查、宣传和贯彻有关电网调度、支行方式、水电调度、继电保护、调度自动化、电力系统通信、电力市场技术支持系统等与电网运行有关的标准，以及有关的标准化日常工作	国家电力调度控制中心
29	DL/TC37	核电	制定、修订电力行业核电技术领域有关行业标准及其宣贯工作开展国内外标准化的技术交流活动，研究核电领域的国际标准和国外先进标准并积极做好采用国际标准工作；接受有关部门和企业的委托，承担本专业地方标准、企业标准的制定、审查和宣传、咨询的技术服务工作；受有关主管部门的委托，可在产品质量监督检验、认证等工作中承担本专业范围内标准化水平评价工作以及引进项目的标准化审查工作；负责电力行业核工业电标准化日常管理工作	苏州热工研究院有限公司
30	DL/TC38	过电压与绝缘配合	原电力行业绝缘配合标准委员会与电力行业避雷器标委会工作任务	中国电力科学研究院
31	DL/T39	风力发电	风力发电专业的技术条件、运行、安装、试验方面的标准	龙源电力集团股份有限公司
32	DL/TC40	电能质量及柔性输电	负责电力行业输电、配电系统中电能质量的分析、测量、治理，以及电力能质量监督、管理及输电、配电系统中应用柔性输电技术领域的规范和标准化技术归口工作	国网智能电网研究院
33	DL/TC41	联合循环发电	负责联合循环电站设计、设备造型、性能检测评价及安装、调试、运行、检修与维护、试验、验收等涉及电力生产全过程的标准制定、修订，以及标准宣贯和咨询等工作	西安热工研究院有限公司
34	DL/TC42	电气工程施工及调试	输电线路工程施工技术、电气施工技术、电气调整试验等领域标准化工作。组织完善电气工程施工及调试标准体系；负责本专业领域标准的制定、修订和复审工作；组织本专业领域标准宣贯工作；对本专业领域标准的实施情况进行跟踪调查和分析研究等	中国电力科学研究院

续表

序号	标委会编号	标委会名称	主要工作任务	秘书处挂靠单位
35	DL/TC43	供用电	负责供用电系统规划、配电网设备及运行、配电网系统与自动化、电力营销及信息管理、电力需求侧管理、配电系统线损等领域的标准化工作；组织编制本专业领域标准体系；负责本专业领域标准的制定、修订和复审工作；组织本专业领域标准的宣贯工作；对本专业领域标准的实施情况进行跟踪调查和分析研究等	中国电力科学研究院
36	DL/TC44	火电建设	组织编制火电建设领域标准体系；负责本专业领域标准的制定、修订和复审工作；组织本专业领域标准的宣贯和咨询工作，对本专业领域标准的实施情况进行跟踪调查和分析研究等工作	中国电力建设企业协会
37	DL/TC44 SC1	建筑施工分委会	电力工程建筑施工等专业标准的制定、修订、复审和咨询等	
38	DL/TC44 SC2	热机安装分委会	锅炉、汽机安装，以及金属加工等专业领域标准的制定、修订、复审和咨询等	
39	DL/TC44 SC3	热控及化学分委会	火电厂建设阶段的热控、化水以及环境保护等专业领域标准的制定、修订、复审和咨询等	
40	DL/TC46	节能	构建电力行业节能标准体系，组织制定、修订电力行业节能领域技术标准，包括：发电、输电系统中节能领域的基础、分析、检测方法和节能技术指标、能耗限制标准、能效要求等标准；节能审核标准；节能经济评价及后评价标准等。并负责以上标准规范的跟踪管理、修订、宣贯、咨询工作	电力节能和清洁生产中心
41	NEA/TC3	电动汽车充电设施	制定、修订电动汽车充电设施技术领域的标准	中国电力企业联合会
42	NEA/TC4	能源行业电力系统规划设计	负责电力系统规划设计（含系统一次、系统二次、通信等）标准化工作	电力规划设计总院
43	NEA/TC5	能源行业发电设计	负责发电设计（含汽机、锅炉、除灰、运煤、烟气净化、电气、热控、化水、水工工艺、水工结构、总图、建筑、结构、暖通、测绘、岩土工程、水文现象）标准化工作	电力规划设计总院
44	NEA/TC6	能源行业电网设计	负责电网设计（含变电电气、变电土建、送电电气、送电土建、配电）标准化工作	电力规划设计总院
45	NEA/TC7	能源行业火电和电网工程技术经济	火电和电网工程设计、施工、调试、监理等方面技术经济专业标准化工作	电力规划设计总院
46	NEA/TC15	能源行业水电勘测设计	工程勘测、工程地质与物探、岩土工程、水工建筑物设计、施工设计相关标准化工作	中国水电工程顾问集团公司
47	NEA/TC16	能源行业水电规划水库环保	河流水电规划、水文泥沙、水库移民、环境保护相关标准化工作	中国水电工程顾问集团公司
48	NEA/TC17	能源行业水电电气设计	水电电气一次、电气二次、通信、通暖、供排水设计等相关标准化工作	中国水电工程顾问集团公司
49	NEA/TC18	能源行业水电工程技术	水电工程设计、施工、调试、监理等方面经济技术专业相关标准化工作	中国水电工程顾问集团公司
50	NEA/TC20	能源行业水电水利机械	水电工程水力机械设备的设计、制造安装及验收、运行等相关标准化工作	中国水电工程顾问集团公司
51	NEA/TC21	能源行业水电金属结构及启闭机	水电工程金属结构设备及启闭机的设计、制造、安装、运行等相关标准化工作	中国水电工程顾问集团公司
52	NEA/TC25	电力应急	电力行业应急预案、电力应急指挥中心、电力应急培训演练、电力应急物资、电力应急平台、发电厂应急、电网应急、电力应急能力评估和电力应急产品等相关标准化工作	中国电力科学研究院

表 2　中国电力行业归口的国家标准化技术委员会一览表

序号	标委会编号	标委会名称	主要工作任务	挂靠单位
1	SAC/TC36	带电作业	负责全国带电作业技术及带电作业设备、工作等专业领域标准化工作	中国电力科学研究院
2	SAC/TC82	电力系统管理及其信息交换	负责全国电力系统管理及其信息交换等专业领域标准化工作	国网电力科学研究院
3	SAC/TC154/SC2	全国量度继电器和保护设备标准化技术委员会静态继电保护装置分技术委员会	静态继电保护装置	南京南瑞继保电气有限公司
4	SAC/TC163/SC1	全国高电压试验技术和绝缘配合标准化技术委员会高电压试验技术分技术委员会	高压试验技术	中国电力科学研究院
5	SAC/TC202	电力架空线路	负责全国电力线路、施工、运行等专业领域标准化工作	中国电力科学研究院
6	SAC/TC202/SC1	全国架空线路标准化技术委员会线路运行分技术委员会	架空线路运行	中国电力科学研究院
7	SAC/TC226	高压电气安全	高压电气安全	中国电力科学研究院
8	SAC/TC246	电磁兼容	电磁兼容等	中国电力科学研究院
9	SAC/TC296	电力监管	电力监管相关领域，包括电力市场、接入服务、供电服务、电力安全、普遍服务、电力工程项目建设节约土地资源和节能等	中国电力企业联合会
10	SAC/TC321	电力设备状态维修与在线监测	变压器、开关等电力设备安全运行维修试验及在线监测技术	中国电力科学研究院
11	SAC/TC322	电气化学	电气设备，发、供、配电设备等电力设备用绝缘、冷却、润滑介质的研制、应用、处理和环保以及状态检测	西安热工研究院有限公司
12	SAC/TC324	高压直流输电工程	高压直流输电系统的调试、运行、绝缘配合、检修、安全评价，直流设备的运行、安装、验收	中国电力科学研究院
13	SAC/TC376	电站过程监控及信息	电站过程监控和信息术语，电站过程自动监控系统及信息系统的可靠性、技术规范、验收测试、系统功能和性能、运行维护，电站信息管理系统，发电成本、报价和竞价上网技术，电站仿真系统	西安热工研究院有限公司
14	SAC/TC424	短路电流计算	短路电流的计算方法及其热效应和机械效应	中国电力科学研究院
15	SAC/TC446	电网运行与控制	电网运行与控制	国家电力调度控制中心

zibenjin zhidu

资本金制度　(capital fund rules)　对有关资本金筹集、管理、核算以及所有者责权利等事项所做的规定。资本金制度的主要内容包括：①设立企业必须有法定的资本金，并且要达到国家法律规定的最低数量限额（此限额在《中华人民共和国公司法》中规定）。②企业可以采取吸收现金、实物、无形资产和发行股票等形式筹集资本金。凡由于投资者未按照投资合同、协议履行出资义务的，企业或者其他投资者可以依法追究其违约责任。③企业对筹集的资本金依法享有经营权。在企业经营期内，投资者除依法转让外，不得以任何方式抽回其资本金。④投资者按投入的资本金比例分享收益和承担经营风险，或者按照公司合同、章程、协议的规定分配收益和承担风险。⑤企业增加或减少注册资本数额，必须依法办理变更登记。企业的公积金可以依照法律手续转增资本金。固定资产投资项目试行的项目资本金制度，是资本金制度在固定资产投资项目中的具体化。

项目资本金制度的主要内容包括：①对各种经营性投资项目实行资本金制度，投资项目必须首先落实资本金才能进行建设。②资本金是指在投资项目总投资中，由投资者认缴的出资额，对投资项目来说是非债务性资金，项目法人不承担这部分资金的任何利息和债务；投资者可按其出资的比例依法享有所有者权益，可以转让，但不得以任何方式抽回。计算资本金基数的总投资，以经批准的项目动态概算与项目生产铺底流动资金之和形成的项目计划总投资为依据。③资本金可以用货币出资，也可以用实物、工业产权、非专利技术、土地使用权出资。对非货币出资必须经有资格的资产评估机构依法评估作价。以工业产权、非专利技术作价出资的比例不得超过投资项目资本金总额的20%，国家对采用高新技术成果有特别规定者除外。④投资项目资本金占总投资的比例，根据行业性质和项目的经济效益等因素确定（电力项目资本金比例为20%以上）。具体比例由项目审批单位根据投资项目的经济效益以及银行贷款意愿和评估意见，在审批项目可行性研究报告时核定。对个别情况特殊的国家重点建设项目，经国务院批准，可以适当降低资本金比例。⑤投资项目资本金一次认缴，并根据批准的建设进度按比例逐年到位。⑥主要使用银行贷款的投资项目，投资者应将资本金

按分年应到位数量存入其主要贷款银行。

zichan fuzhaibiao

资产负债表 (balance sheet) 反映企业在某一特定时点财务状况的会计报表。它根据“资产=负债+所有者权益”的会计恒等式，按照一定的分类标准和一定的顺序，将企业在一定日期（通常为月末、季末、年末）的资产、负债、所有者权益项目予以适当的排列，按照一定要求编制而成，是一张静态报表，也是财务会计报告中财务报表的三张表之一。

结构 资产负债表有账户式和报告式两种基本结构。中国的资产负债表采用账户式结构，报表分为左右两方，左方列示资产各项目，反映全部资产的分布及存在形态；右方列示负债和所有者权益各项目，反映全部负债和所有者权益的内容及构成情况。资产负债表左右双方平衡，资产总计等于负债和所有者权益总计。此外，为了使使用者通过比较不同时点的资产负债表数据，掌握企业财务状况的变动情况和发展趋势，企业需要提供比较资产负债表，资产负债表还就各项目再分为“年初余额”和“期末余额”两栏分别列示，见表。

资产负债表

会企01表

编制单位： 年 月 日 单位：元

资产	期末余额	年初余额	负债和所有者权益（或股东权益）	期末余额	年初余额
流动资产：			流动负债：		
货币资金			短期借款		
交易性金融资产			交易性金融负债		
应收票据			应付票据		
应收账款			应付账款		
预付款项			预收款项		
应收利息			应付职工薪酬		
应收股利			应交税费		
其他应收款			应付利息		
存货			应付股利		
一年内到期的非流动资产			其他应付款		
其他流动资产			一年内到期的非流动负债		
流动资产合计			其他流动负债		
非流动资产：			流动负债合计		
可供出售金融资产			非流动负债：		
持有至到期投资			长期借款		
长期应收款			应付债券		
长期股权投资			长期应付款		
投资性房地产			专项应付款		
固定资产			预计负债		
在建工程			递延所得税负债		
工程物资			其他非流动负债		
固定资产清理			非流动负债合计		
生产性生物资产			负债合计		
油气资产			所有者权益（或股东权益）：		
无形资产			实收资本（或股本）		
开发支出			资本公积		
商誉			减：库存股		
长期待摊费用			盈余公积		
递延所得税资产			未分配利润		
其他非流动资产			所有者权益（或股东权益）合计		
非流动资产合计					
资产总计			负债和所有者权益（或股东权益）总计		

要素 又称资产负债表项目分类，主要包括资产、负债、所有者权益（或股东权益）。在资产负债表上，资产按其变现能力进行排列，变现速度快的排列在前，变现速度慢的排列在后；负债按其偿还期限的长短排列，偿还期限短的排在前，偿还期限长的排在后；所有者权益按永久性递减排列。

资产 企业过去的交易或事项形成的，由企业拥有或控制的、预期会给企业带来经济利益的资源。包括各种财产、债权和其他权利。根据资产流动性强弱，资产分为流动资产和非流动资产两大类。

(1) 流动资产。预计在一个正常营业周期中或一个会计年度内变现、出售或耗用的资产、现金或现金等价物。主要包括库存现金、各种存款、交易性金融资产、应收及预付款、存货等。

(2) 非流动资产。流动资产以外的资产。主要包括可供出售金融资产、持有至到期投资、投资性房地产、固定资产、在建工程、无形资产、开发支出和商誉（能在未来期间为企业经营带来超额利润的潜在经济价值，或一家企业预期的获利能力超过可辨认资产正常获利能力的资本化价值）等。

负债 由企业过去的交易或事项形成的、预期会导致经济利益流出企业的现时义务。按其流动性可以分为流动负债和非流动负债。

(1) 流动负债。在资产负债表中一年内或超过一年的一个营业周期内需要偿还的债务合计。流动负债主要包括短期借款、交易性金融负债、应付票据、应付账款、预收款项、应付职工薪酬、应付利息、应交税费等。

(2) 非流动负债。流动负债以

外的负债。长期负债项目包括长期借款、应付债券、长期应付款。

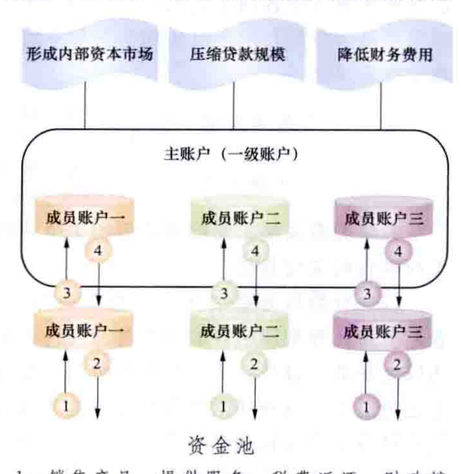
所有者权益　企业资产扣除负债后由所有者享有的剩余权益，又称股东权益、净资产。所有者权益按其流动性可分为投入资产和留存收益；按其内容可分为实收资本（或股本）、资本公积、盈余公积、未分配利润四项，其中盈余公积和未分配利润合称为留存收益。

作用　提供企业在某一特定日期的资产、负债、所有者权益及其相互关系，借以反映财务状况的一种资源存量的会计报表，主要为其使用者提供企业某一日期资产的总额及其结构、企业某一日期的负债总额及其结构、进行财务分析的基本资料等信息。

zijin guanli

资金管理　(fund management)　对资金运动的各个环节进行的组织、控制等工作。资金管理是财务管理的主要内容。资金是国民经济中财产、物资的货币表现，是企业的血液。企业要进行生产经营活动，必须拥有一定数量的资金。企业实现再生产，是以资金正常周转为前提的。电力企业财务管理的首要任务就是筹集资金和组织资金供应，并在资金使用过程中合理利用资金，做好资金管理，加速资金周转，提高资金使用效率，降低财务费用，以保证电力建设和企业生产经营活动对资金的需要。

筹集资金和组织资金供应　内容包括：①企业要根据生产经营的需要，结合节约使用资金的要求，预测资金需要量。企业资金需要量是筹集资金数量的依据，是制订财务计划的基础，包括预测日常资金需要量以及扩大再生产增加固定资产和流动资产投资的资金需要量。②将需要与可能结合起来，进行综合平衡，编制资金预算，包括资金筹措预算和资金使用预算。③进行资金筹集。在筹资过程中，要研究不同的筹资渠道和方式，分别从企业外部的各个方面和从企业内部挖掘潜力筹集所需要的资金。既要注意降低资金成本，又要防范财务风险，力求达到综合资金成本率最低和财务风险最小的目标。④要按照生产经营的具体情况和投资项目的进度合理调整现金流量预算，确保资金及时足额供给。⑤利用金融工具和手段归集资金，建立资金池（见图）。



资金池

1—销售产品、提供服务、税费返还、财政拨款、处置资产、取得其他收入等收到款项；2—购买商品、接收服务、支付税费、支付劳务费、支付职工薪酬及社会保险费、对外投资、分配现金股利、其他支出项目等支出款项；3—资金余额按一定规则上划归集，提供成员间委托贷款，支付委贷利息等；4—自有资金按一定规则下拨使用，取得成员间委托贷款，存款利息分配，收到委贷利息等

资金池（cash pooling）是把企业资金汇集到一起，形成一个像蓄水池一样的储存资金的空间。资金池最早是由跨国公司的财务公司与国际银行联手开发的资金管理模式，以统一调拨集团的全球资金，最大限度地降低集团持有的净头寸（即资金净余额）。其含义是金融机构为企业建立的主账户（又称一级账户）和企业成员账户（又称二级账户）的多账户管理架构，通过资金结算系统实现现金流和信息流相互联动，对企业集团各成员单位内资金实现归集、下拨功能，使成员单位内资金实现统一使用和调度，形成内部资金市场，从而使企业最大限度压缩贷款规模，有效降低财务费用。金融机构支持的资金池业务主要包括成员单位账户余额上划、成员企业日间透支、主动拨付与收款、成员企业之间委托借贷以及成员企业向集团总部的上存、下借分别计息等。资金池在中国的企业集团中广泛应用。

合理利用资金　筹资的目的是为了使用资金。在资金的使用和运作过程中要做好：①优化配置、节约使用资金，把有限的资金用在最需要的地方。②加强投资管理，尤其是电力企业固定资产投资数量大，回收时间长，变现能力差，更需要加强管理。要采取各种措施，降低每千瓦发电设备和每千米输电线路的造价。对投资项目要进行可行性研究，如有多个方案，要运用投资决策指标进行比较，择优决策；在投资项目执行中要对工程进度、质量、施工成本进行监控，以便投资按预算规定保质按期完成，并力争有所节约。③加速资金周转，提高资金使用效率。要经常分析资金在生产经营各个阶段的占用情况，防止设备闲置、物资积压。电力生产企业要避免燃料、材料、备品超储积压，及时收回应收的电费、热费，及时清理各种往来挂账资金；电力修造企业要努力压缩产品、产成品的资金占用，以加速资金周转。④充分发挥资金效益。电力企业资金周转量大，货币资金占用多。在资金运用过程中，要充分发挥企业内部资金潜力，合理安排资金调度，避免一面大量资金闲置而另一面大量举债，使建设成本和财务费用激增。同时，要充分发挥内部资金管理机构和电力金融机构的作用，通过各种形式的资金运作，在保证资金安全的前提下，提高资金的流动性和效益性，使企业资金在提高企业经济效益中发挥重要作用。

做好资金管理　资金管理要贯穿资金运动的全过程，特别是要管好企业的现金。企业现金包括现金和现金等价物。现金是指企业库存现金、各种存款；现金等价物是指企业持有的期限短、流动性强、易于转换为已知金额现金且价值变动风险很小的投资，包括短期证券、商业票据等。管好现金，要编制现金流量预算，实现安全性、流动性和效益性的有机结合，规避风险，提高资金运作效益。现金流量预算是现金管理的重要手段，是企业在预算期内经营活动、投资活动、筹资活动现金流入和流出平衡关系的综合反映，是企业预算管理体系的重要组成部分。企业日常的资金管理由财务部门根据资金预算执行，并履行财务监督职能。企业的内部审计机构要进行资金的内审监控。为充分发挥资金效益，电力企业可成立财务公司或资金管理结算中心，集中管理本部和基层单位的货币资金，统一运作，使资金发挥最大的效益。

zijinliu youhua

资金流优化　(optimization of fund flow)　通过合理安排和使用资金，对建设资金的流量实行动态控制，使工

程建设总投资最节省的过程。资金流优化就是在工程静态投资一定的情况下，合理安排建设资金，使建设资金的“终值”最小。资金流优化的途径包括工期优化和工程总成本优化。

工期优化　在合理利用人力、物力、财力资源的前提下，尽量缩短关键路径所需时间。

工程总成本优化　包括：①多方优化施工方案，合理安排单项工程开、竣工时间，避免造成资金早期投入；②对工期提前需要增加的人工、材料、机械、管理、措施以及索赔费用，与提前工期所获得的投产效益、竣工奖励等诸多因素，进行比较分析；③在保证工期的前提下，准确编制设备、材料采购计划，以施工期零库存为目标，减少物资预付款，使资金流相对后移，相应减少保管费用，同时注意批量采购的经济性。

zuhe yucefa

组合预测法　(combination forecasting method)

对两种及两种以上模型预测结果选取适当的权重进行加权平均的一种预测方法。组合的主要目的是综合利用各种方法提供的信息，尽可能提高预测精度。

组合预测法有等权组合和不等权组合两种基本形式。等权组合即各预测方法的预测值按相同的权数组合成新的预测值。不等权组合指各预测方法的预测值按不同的权数组合成新的预测值。常见的组合预测模型有线性组合模型、最优线性组合模型、贝叶斯组合模型、转换函数组合模型、计量经济与系统动力学组合模型等。

组合预测法的步骤为：①选择不同的单独预测模型分别对预测对象预测；②根据误差或关联度等评价指标确立各模型的组合权值，对各子模型预测结果加权得到组合预测结果。

zuzhi sheji guanli

组织设计管理　(organization design management)

管理者将组织内各要素进行合理组合，建立和实施一种特定组织结构的活动。它是*人力资源管理*的内容之一。组织设计是一个动态的工作过程，包括：①新建的企业需要进行组织结构设计；②原有组织结构出现较大的问题或企业的目标发生变化时，需要对其进行重新评价和设计；③组织结构需要进行局部的调整和完善。

任务　设计清晰的组织结构，规划和设计组织中各部门的职能和职权，确定组织中职能职权、参谋职权及直线职权的活动范围，并编制职务说明书和组织手册。

组织结构又称组织框架体系，是对完成组织目标的人员、工作、技术和信息所做的制度性安排。组织结构可以用复杂性、规范性和集权性三种特性描述。

内容　划分职权，确立部门，划分管理层次。组织结构的形式始终围绕这三个问题发展变化，进行组织结构的设计时要正确处理这三个问题。

步骤　包括：①确立组织目标。通过收集及分析资料，进行设计前的评估，以确定组织目标。②划分业务工作。一个组织是由若干部门组成的，根据组织的工作内容和性质，以及工作之间的联系，将组织活动组合成具体的管理单位，并确定其业务范围和工作量，进行部分工作的划分。③提出组织结构的基本框架。按组织设计要求，决定组织的层次及部门结构，形成层次化的组织管理系统。④确定职责和权限。明确规定各层次、各部门及每一职位的权限、责任。一般用职位说明书或岗位职责等文件形式表达。⑤设计组织的运作方式。包括联系方式的设计，即设计各部门之间的协调方式和控制手段；管理规范的设计，确定各项管理业务的工作程序、工作标准和管理人员应采用的管理方法等；各类运行制度的设计。⑥决定人员配备。按职务、岗位及技能要求，选择配备恰当的管理人员和员工。⑦形成组织结构。对组织设计进行审查、评价及修改，并确定正式组织结构及组织运作程序，颁布实施。⑧调整组织结构。根据组织运行情况及内外环境的变化，对组织结构进行调整，使之不断完善。

zuida fuhe yucefa

最大负荷预测法　(maximum load forecasting method)

预测未来年最大负荷的方法。常用的方法有直接预测法和间接预测法两类。

直接预测法　根据年最大负荷的历史变化趋势，采用*时间序列法*或*回归分析法*预测年最大负荷。提高直接预测法预测准确度的关键是选择适宜的预测模型。

间接预测法　分为数学关系式法和分类负荷叠加法。

(1) 数学关系式法。根据年最大负荷的数学表达式，通过分析预测式中各因子的未来值预测未来的年最大负荷，通常采用最大负荷利用小时法和年负荷率法。两种预测方法的数学关系式为

$$\text{年最大负荷}=\frac{\text{年用电量}}{\text{年最大负荷利用小时}}$$

$$\text{年最大负荷}=\frac{\text{年用电量}}{8760\times\text{年负荷率}}$$

数学关系式法的关键是根据历史负荷特性分析预测未来负荷特性的变化趋势。

(2) 分类负荷叠加法。将总负荷分解为各类（或各行业）负荷，分别预测各类（或各行业）负荷的年负荷率，从而得出各类（或各行业）的最大负荷，在考虑同时率的基础上进行叠加。或者将最大负荷分解为变化相对稳定的基本负荷和随季节变化较明显的季节性负荷，分别进行预测，然后进行叠加，得出总的年最大负荷。

大 事 年 表

1799年
- 意大利物理学家 A. 伏打（A. Volta，1745—1827）研制出电池。
- 第一个波浪能转换装置的专利在法国巴黎发表。1910年法国学者第一次进行了波浪能发电的试验。

1831年
- 英国物理学家 M. 法拉第（M. Faraday，1791—1867）发现电磁感应原理，奠定了电机理论基础。

1866年
- 德国发明家 W. 西门子（W. Siemens，1816—1892）发明了励磁电机。

1870年
- 比利时发明家 Z. 格拉姆（Z. Gramme，1826—1901）研制成直流发电机，实现了直流电的照明应用。

1875年
- 法国巴黎北火车站建成世界上第一座火电厂，安装经过改装的格拉姆直流发电机，供附近照明用电。

1876年
- 美国（英国裔）发明家 A.G. 贝尔（A. G. Bell，1847—1922）发明电话机，使得电磁波不仅可以传输文字，还可以传输语音，大大加快了通信的发展进程。

1878年
- 法国巴黎建成世界上第一台太阳能热动力装置，该装置是一个小型聚焦太阳能热动力系统。

1879年
- 5月，上海公共租界工部局电气工程师毕晓浦（J. D. Bishop）以7.46kW蒸汽机为动力，带动自励式直流发电机发电，点燃碳极弧光灯，标志着中国第一盏电灯的问世。
- 美国发明家 T. 爱迪生（T. Edison，1847—1931）发明了碳丝白炽灯泡。
- 美国旧金山建成世界上第一个商用发电厂，有2台发电机，供22盏弧光灯用电。

1881年
- 法国人达松伐耳（D'Arsonval）提出温差能发电概念。1926年达松伐耳的学生克劳德（Claude）成功实现了温差和电能之间的转换。1930年古巴建成了功率为22kW的海水温差发电试验装置。
- 英国戈德尔明建成了世界上第一座小型水电站。

1882年
- 7月26日，英国人 R.W. 立德尔（R. W. Little）在上海大马路31号A（今南京东路190号）创办的中国第一座发电厂正式发电，点亮了沿外滩到虹口招商局码头串接的15盏弧光灯，中国电力工业由此起步。
- 9月，美国纽约珍珠街发电厂建成发电，美国电力工业始于此。
- 9月，美国第一座水电站——威斯康星州阿普鲁屯水电站建成投运，初期机组容量仅有12.5kW。

1883年
- N. 特斯拉（N. Tesla，1856—1943）制造了世界上第一台感应电动机。1891年，发明特斯拉线圈。

1884年
- 英国工程师 C.A. 帕森斯（C. A. Parsons，1884—1931）发明了高速的反动式汽轮机，带动发电机发电，成为电力工业采用汽轮发电机组的开端。

1885～1886年
- 美国发明家和制造商 G. 威斯汀豪斯（G. Westinghouse，1846—1914）与 W. 斯坦利（W. Stanley）等人合作建成了第一个单相交流送电系统。与此同时，在纽约州的布法罗（Buffalo）也建成了相似的交流送电系统。

1888年
- 清政府工部为修葺北京西苑（今中南海），在仪銮殿（今怀仁堂）西墙外安装容量为20hp（约15kW）的发电机一台，成立西苑电灯所，供清宫廷照明用电，北京市电力工业始于此。
- 两广总督张之洞从国外购进发电机发电，供广州总督府电灯照明用电，广东省电力工业始于此。
- 德国世昌洋行在天津英租界伦敦路（今天津市政府前小花园）开办的绒毛加工厂打包机上，安装了小型直流发电机，所发电力用于厂内外照明，天津市电力工业始于此。
- 香港政府为了向香港岛山顶居民供水，与香港电灯公司签订香港首份电力供应合约，为抽水泵供电。1890年12月，香港电灯公司开始为香港岛部分地区提供电力。

1890年
- 台湾巡抚刘铭传创建台北兴市公司，在台北市东门安装小型蒸汽发电机，供巡抚、市政司各官署电灯及若干街道路灯照明之用，台湾省电力工业始于此。
- 清政府为解决北洋水师检修舰船照明，在旅顺建设了船坞电灯厂，辽宁省电

力工业始于此。

1891年 • 德国劳芬电厂安装了世界上第一台三相交流发电机，建成第一条三相交流15.2kV输电线路，并投入运行。

• 英国商人在唐山北宁铁路工厂建设了发电机组，装有蒸汽直流发电机（40kW）一台，河北省电力工业始于此。

1892年 • 英国人J. 霍普金森（J. Hopkinson，1849—1898）提出两部制电价，后被世界各国普遍采用，欧美各国称两部制电价为霍普金森电价制。

1893年 • 张之洞在湖北武昌开办织布官局，安装两台1000hp（约746kW）发电机组，除供织布设备动力用电外，还供1400余盏电灯照明用电，湖北省电力工业始于此。

1895年 • 意大利无线电工程师G. M. 马可尼（G. M. Marconi，1874—1937）发明无线电设备，开创了无线电通信发展的道路。

• 美国建成交流发电机组总容量为3750kW的尼亚加拉瀑布水电站。1896年采用交流输电至布法罗，相距35km。这次送电的成功，结束了自1880年以来交流电与直流电优越性的争论，交流电的优越性迅速被确认并取得统治地位，为此后30多年间大量的水电开发创造了条件。

1896年 • 杭州世经缫丝厂自备发电机发电，浙江省电力工业始于此。

1897年 • 湖南宝善成公司在长沙设立电厂，用于照明，湖南省电力工业始于此。

• 苏州苏纶纱厂安装38.5kW直流发电机供厂内照明用电，江苏省电力工业始于此。

• 德国工程师R. 狄塞尔（R. Diesel）制成可供实用的柴油机，内燃机发电成为火力发电的另一种方式。

1898年 • 萍乡煤矿井巷施工时，使用德国制造的风动凿岩机（配机车，空气压缩机供风）和电煤钻（0.88kW，供电电压250V，带有减速齿轮传动装置），江西省电力工业始于此。

• 德国商人在青岛装设了两台柴油发电机（36.75kW），山东省电力工业始于此。

1900年 • 英国传教士在闽清县坂东乡善牧医院安装1台1kW汽油发电机组，供照明用电，福建省电力工业始于此。

1901年 • 世界上第一个国家标准化机构——英国标准化协会创建。

1903年 • 彰德府（今安阳市）广益纱厂安装了470kW蒸汽发电机组，供纱厂自用。这是河南省第一个工矿自备电厂，河南省电力工业始于此。

• 4月，香港中华电力公司首座电厂开始为九龙部分地区提供电力。

• 俄罗斯商人在胪膑（今满洲里市）开办电灯厂，装设40kW蒸汽发电机1台，以直流220V供电，内蒙古自治区电力工业始于此。

1904年 • 澳门市政厅与法国人M. 巴特（M. Bart）签订第一份澳门供电专营合约，为期30年。1906年6月，澳门电灯公司正式成立。澳门特别行政区电力工业始于此。

1905年 • 四川总督锡良在成都银元局内安装了蒸汽发电机，专供总督府照明，四川省电力工业始于此。

• 沙俄修建中东铁路后，在哈尔滨中东铁路总工厂建成了中心发电厂，装机容量1180kW，黑龙江省电力工业始于此。

1906年 • 重庆第一台100kW直流柴油发电机组安装在太平门仁和湾普安巷集义公会地界，重庆市电力工业始于此。

• 6月，国际电工委员会成立，总部设在瑞士日内瓦，是制定和发布国际电工电子标准的非政府性国际机构，是联合国经济社会理事会的甲级咨询机构。

1907年 • 美国工程师E. M. 休利特（E. M. Hewlett）与H. W. 巴克（H. W. Buck）发明了悬式绝缘子，为提高输电线路电压开辟了道路。

• 皖南商人吴兴周、程宝珍等人筹集白银12万两，创办芜湖明远电灯股份有限公司，由蒸汽机带动发电机（2×125kW）发电，于1908年投产发电，供长街和大马路（今芜湖中山路）一带照明用电，安徽省电力工业始于此。

1908年 • 美国建成世界第一条110kV输电线路，最早开始建设110kV电网。

• 山西省商会会长刘笃敬（1848—1920）集资20.9万银元，在太原市创办了太原电灯公司，装有一台60kW蒸汽直流发电机，供市区商号、街道照明用电，山西省电力工业始于此。

• 吉林省吉林市建立了官督商办的宝华电灯公司，安装了一台250hp（186kW）发电机，供官府和商业地区照明用电，实行夜送昼停，吉林省电力工业始于此。

1909年 • 保兴商行与英国商人合办的保兴电灯公司在北海成立，该公司承用原英国教

会普仁医院1台10kW发电机组，仅供照明，广西壮族自治区电力工业始于此。

- 甘肃织呢局在兰州安装1台6kW直流发电机，用于生产照明，甘肃省电力工业始于此。
- 位于今伊宁市的伊犁木沙巴也夫皮革厂1台75kW蒸汽发电机建成发电，新疆维吾尔自治区电力工业始于此。

1910年
- 云南省商会集股开办耀龙电灯公司，在滇池出水道螳螂川上段兴建了中国大陆第一座水电站——2×240kW石龙坝水电站，云南省电力工业始于此。

1912年
- 美国建成世界上第一条154kV输电线路。

1913年
- 电力工业作为独立的产业进入生产领域，全世界发电量达500亿kW·h。
- 意大利拉德瑞罗地热电站250kW机组投入运行，开创了世界地热发电的历史。

1914年
- 8月，华侨商人合资在海口创办了海南第一家电力企业——海口华商有限公司(1923年改名为海口市启明电灯有限公司)，装有一台英国产55kW的柴油机组，海南省电力工业始于此。

1917年
- 西安开元寺（现西安市开元商城）亮起第一盏电灯，陕西省电力工业始于此。

1920年
- 大电厂技术协会在德国成立，是大电厂业主的联合组织。协会的宗旨是促进和优化已建和即将建设的发电和供热电厂的运行安全性和环境协调性，提高其经济性和可用率。

1921年
- 国际大电网会议成立。总部设在法国巴黎，是非营利性的国际组织。

1923年
- 美国建成世界上第一条230kV输电线路。

1924年
- 世界动力会议成立，1968年更名为世界能源会议，1990年更名为世界能源理事会。总部设在英国伦敦。

1926年
- 甘草商人在今贺兰县境内洪广营办电厂，以电为动力炼制甘草膏，宁夏回族自治区电力工业始于此。
- 英国发布首部电力法。

1927年
- 贵州商办电灯公司从上海购入的两台75kW直流发电机开始发电，贵州省电力工业始于此。

1928年
- 国际大坝委员会成立，中心办公室设在法国巴黎。1974年接纳中国为会员国。
- 噶厦政府（即旧西藏地方政府）在拉萨市北郊夺底沟修建了一座装机容量为125hp（93kW）的夺底水电站，供当时的造币（藏币）厂和拉萨极少数贵族、寺院用电，西藏自治区电力工业始于此。

1932年
- 国际电信联盟成立，是联合国处理电信事宜的政府间国际组织，总部设在瑞士日内瓦。1947年，国际电信联盟成为联合国的一个专门机构。

1933年
- 10月1日，中国第一水工试验所在天津成立。1958年经国务院规划委员会批准，将多家单位合并于北京组建水利水电科学研究院，1994年经国家科委批准更名为中国水利水电科学研究院。
- 美国最大的水电站大古力电站开工建设，单机容量10.8万kW，建设规模197.4万kW，1941年开始投运，是当时世界上最大的水电机组和水电站。截至2011年底，该水电站装机容量达680.9万kW，为世界十大水电站之一。

1934年
- 中国电机工程师学会成立，1958年改称中国电机工程学会。

1935年
- 中央水工试验所成立，是中国最早成立的水利科学研究机构之一。1984年更名为南京水利科学研究院，2001年被确定为国家级社会公益类非营利性科研机构。

1939年
- 瑞士制成4000kW发电用燃气轮机，使燃气轮机发电得到应用。燃气-蒸汽联合循环机组发电热效率比同容量蒸汽动力发电的热效率高，20世纪70年代以来得到迅速发展；以整体煤气化联合循环发电技术为代表的洁净煤发电技术的研发同期开始进行。

1941年
- 2月8日，青海西宁电厂29kW柴油发电机竣工发电，青海省电力工业始于此。

1943年
- 中国建成第一条110kV输电线路（黑龙江镜泊湖水电站至吉林延边线路）。

1946年
- 5月1日，台湾电力公司成立，服务范围为整个台湾地区，主要经营范围为电力开发、电力供应、投资与电气相关事业、能源技术服务等。

1947年
- 2月23日，国际标准化组织成立。总部设在瑞士日内瓦，是非政府性国际组织，是联合国的甲级咨询机构，与联合国许多组织和专业机构保持密切联系。

1949年
- 10月，中国中央人民政府设立燃料工业部，管理中国煤炭、电力和石油工业，后组建燃料工业局。1955年7月，燃料工业部撤销，设立电力工业部。1958年，将电力工业部与水利部合并成立水利电力部。1979年2月，水利电力部撤销，再次设立电力工业部。1982年3月，水利电力部和电力工业部重新合并为水利电力部。1988年4

月，水利电力部的水电、火电部分与煤炭、石油、核电合并组成能源部。1993年3月能源部撤销，重新组建电力工业部。1997年1月，国家电力公司成立。1998年3月，电力工业部正式撤销，政府的电力管理职能移交国家经济贸易委员会，部分行业管理职能移交给中国电力企业联合会。

1950年

- 燃料工业部水力发电工程局成立；1953年更名为燃料工业部水力发电建设总局；1955年改为电力工业部水力发电建设总局；1958年改为水利电力部水利水电建设总局，1969年撤销；1975年再次以水利电力部规划设计院名称成立，1979年又改为电力工业部水力发电建设总局；1982年改为水利电力部水利水电规划设计院（1987年增挂“水利电力部规划设计管理局”的牌子）；1989年改为能源部水利部水利水电规划设计总院；1995年改为电力工业部水电水利规划设计总院（电力工业部水电水利规划设计管理局）；1998年改为国家电力公司水电水利规划设计总院；2003年更名为水利水电规划设计总院，为中国水电工程顾问集团公司所属事业单位；2011年改为中国电力建设集团有限公司直属单列二级单位。

1951年

- 中国电力科学研究院创建，1955年改建为电力工业部技术改进局，1964年称为水利电力部电力科学研究院，1999年正式更名为中国电力科学研究院，2008年，与国网北京电力建设研究院重组为新的中国电力科学研究院。
- 美国中西部动力会议更名为美国动力会议，是由美国伊利诺斯州工业学院发起，由麻省理工学院、伊利诺伊州立大学等16所高等院校及电气与电子工程师学会（IEEE）、美国机械工程师学会（ASME）、美国土木工程师学会（ASCE）和美国化学工程学会（ASCHE）等9个学会共同组织的会议。
- 南非职业安全协会创建NOSA安全五星管理体系，起初是专门针对人身安全而设计的一套比较完整的企业综合安全风险管理系统，作为评估矿山行业安全管理状况的一个标准，后来逐步发展成为评定企业安健环水平的综合管理系统。1987年，南非职业安全协会开始对邻国提供服务。1995年，中国广州抽水蓄能电站在中国首次引进该管理体系。2001年，国华电力有限责任公司引进该管理体系并实行。

1952年

- 瑞典建成世界上第一条380kV交流输电线路。

1953年

- 吉林热电厂开始动工兴建，共安装高温高压凝汽式和抽汽式机组9台，最大单机容量10万kW，总容量45万kW，成为中国当时最大的热电厂。

1954年

- 1月26日，松（丰满）—东（东陵）—李（李石寨）输变电工程（即506工程）投产运行。该工程是中国自行设计、施工的第一条220kV输电线路，从吉林省松花江丰满水电站到辽宁省抚顺市李石寨变电站，全长369.25km，横跨两省三市六县，共有铁塔919基。1952年7月开始设计，1953年7月15日正式开工。
- 苏联建成世界上第一座核电厂——奥布宁斯克核电厂。

1955年

- 6月12日，中国第一座4000kW列车电站在黑龙江省佳木斯市建成发电。
- 12月，中国第一座高温高压热电厂——富拉尔基热电厂在黑龙江省建成投产。

1956年

- 中国科学院动力研究室在北京成立；1961年初，并入中国科学院力学研究所；1964年，国家批准在上海成立中国科学院工程热物理研究所，因故未能组建；1980年5月，国家批准恢复中国科学院工程热物理研究所建制。

1957年

- 4月，在浙江，中国自行设计、制造、施工的第一座大型水电站——新安江水电站开工兴建，其规模为5台7.25万kW和4台7.5万kW机组，总装机容量为66.25万kW，1960年4月开始发电，1965年12月全部建成。
- 7月，国际原子能机构成立，是各国为和平利用原子能而建立的政府间组织，总部设在奥地利维也纳。截至2012年2月，国际原子能机构共有153个成员国。1984年1月1日，中国正式成为国际原子能机构成员国。1984年6月，机构理事会接纳中国为指定理事国。

1958年

- 日本海外电力调查会成立，总部设在日本东京。在美国华盛顿、法国巴黎和中国北京设有办事处。

1959年

- 9月，中国第一座自己设计、自己制造、自己安装的高温高压电厂——哈尔滨热电厂建成投产。
- 12月，高井热电厂开工，1974年全部建成，总装机容量60万kW，是当时北京市最大的骨干电厂，并在中国首次采用了机、电、炉单元集中控制。

1963年

• 电气与电子工程师学会成立，由美国电气工程师学会（AIEE，成立于1884年）和无线电工程师学会（IRE，成立于1912年）合并组成，总部设在美国纽约。截至2011年，在全球160多个国家拥有超过40万名会员，其中包括约107 000名学生会员。

1964年

• 美国建成第一条500kV超高压输电线路。

1965年

• 加拿大投入世界第一条735kV交流输电线路，从蒙特利尔市至魁北克市，全长600km。

• 西安热工研究所成立，其主要专业于1951年在北京创建；先后隶属燃料工业部、电力工业部、水利电力部、能源部、国家电力公司；2003年，成为由中国华能集团公司控股，中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司共同参股的有限责任公司，更名为西安热工研究院有限公司。

1968年

• 河北岗南水电站正式投入运行，是中国第一座抽水蓄能电站，装机容量4.1万kW，包括两台1.5万kW常规水电机组和一台1.1万kW抽水蓄能机组。工程于1958年3月开始兴建，1962年停工待建，1966年续建（开始安装抽水蓄能机组）。

• 美国国家电力可靠性协会成立。1981年改称北美电力可靠性协会。2007年1月，北美电力可靠性协会变更为北美电力可靠性公司（North American Electric Reliability Corporation，NERC），并以北美电力可靠性委员会（公司）（NERC Corporation）实体存在。

1969年

• 3月，中国第一座自主勘测设计、施工安装、调试运行的百万千瓦以上大型水电站——刘家峡水电站并网发电。该电站1958年9月开工建设，装机容量125.5万kW。

• 5月，世界上第一条765kV输电线路在美国投运。

1971年

• 国际供电会议成立，由英国、比利时发起，总部设在比利时布鲁塞尔。截至2012年，有39个成员国。中国于1978年首次有正式代表参加国际供电会议，1987年建立国际供电会议组织中国联络委员会，2007年成为正式成员。

1972年

• 装机容量40万kW的朝阳发电厂在辽宁建成，安装了中国第一台国产20万kW机组。

• 美国投运的首台双轴百万千瓦以上机组——130万kW机组为世界上最大容量火电机组，截至2011年，有9台机组仍在运行。

• 澳门电力股份有限公司成立，负责澳门的电力生产、输送、分配、售出和输入。

• 6月，中国第一条330kV输电线路——刘家峡—关中330kV线路建成，该线路是当时中国电压等级最高的第一条超高压跨省输电线路，线路全长534km。

1974年

• 国际能源署成立，是由经济合作与发展组织为应对能源危机设立的政府间组织，总部设在法国巴黎。

1975年

• 西藏羊八井地热电站开始兴建。1977年1号机组（1000kW）发电后，陆续安装了7台3000kW和1台3180kW地热发电机组；2008年对1号机组技术改造，更换的两台1000kW机组分别于2009年和2010年投运。截至2012年，是中国最大的地热电站，装机总容量26 180kW。

• 巴西伊泰普（Itaipu）水电站开工建设。1979年8月主坝混凝土浇筑，1983年第一台机组发电，1991年5月最后一台机组发电，电站总装机容量1400万kW（装有20台70万kW机组）。截至2011年底，是世界上在运的第二大水电站。

• 水利电力部规划设计院（水利电力部规划设计管理局）成立，1998年5月改称国家电力公司电力规划设计总院。2002年，更名为电力规划设计总院，作为事业单位保留在中国电力工程顾问集团公司（简称中电工程）总部，负责归口管理中国电力规划设计工作。2011年10月，电力规划设计总院与中电工程总部分离，生产经营系统独立运行，相关职能管理委托中电工程代管，作为法人实体，实行独立核算，成为中国能源建设集团有限公司直接管理的事业单位。

1976年

• 美国电力公司建成世界上第一条1500kV特高压试验线路，后由于负荷增长缓慢，停止建设。

1977年

• 12月，辽宁清河发电厂建成为中国第一座百万千瓦级大型火电厂。1970年投产第一台10万kW机组，其后先后投产4台10万kW和3台20万kW机组，至1977年底，装机容量110万kW。

• 美国能源信息管理署成立，是隶属于美国能源部的统计机构。宗旨为开展独立的能源信息和数据收集、预测分析

和发布工作，涵盖能源生产、库存、需求、进出口和价格等，以促进决策科学、市场高效，提高社会公众对能源及能源与经济、环境之间相互影响的认识。

1978年

- 英国科学家T. 克莱兹（T. Kletz）提出了一种“本质安全”理念，即事故预防的最佳方法不是依靠附加安全设施，而是通过消除危险或降低危险程度来降低事故发生的可能性和严重性。
- 苏州核电科学研究所成立。为部级直属科研院所，主要任务是跟踪、消化、吸收核电技术，为核电建设和生产运行服务。2003年7月由事业单位转制为企业，更名为苏州热工研究院有限公司，隶属于中国广核集团有限公司。

1979年

- 9月，中国太阳能学会成立。2006年1月《中国可再生能源法》颁布实施后，正式更名为中国可再生能源学会。
- 11月，中国国务院发布《中华人民共和国自然科学奖励条例》，设立国家自然科学奖。
- 美国夏威夷西部海岸建立了一座额定功率为50kW、净输出功率为15kW的闭式循环发电系统，这是世界上首次从海洋温差能中获得具有实际意义的电力。

1980年

- 苏联塔吉克斯坦的努列克（Nurek）坝建成，是20世纪世界上最高的坝，最大坝高300m。
- 中国水力发电工程学会在北京成立，是中国促进水电建设发展、科技进步、国际间学术交流、科技人才培养的群众学术团体。
- 2月，中国核学会在北京成立，是核科学技术工作者自愿结成、依法登记，具有法人资格的全国性、学术性、非营利性的社会团体，是发展中国核科学技术事业的重要社会力量。
- 浙江温岭县的江厦潮汐试验电站1号500kW机组发电。截至2012年，总装机容量3900kW，是中国已建成的最大潮汐电站。

1981年

- 7月，中国电工技术学会成立，是民政部登记注册的国家级学会，总部设在北京。
- 12月，中国第一项500kV输变电工程——平顶山—武昌500kV超高压输变电工程投产运行。线路北起河南省平顶山市姚孟电厂，跨越汉水和长江天堑，南至湖北省武昌凤凰山变电站，全长594.88km，有1514基铁塔。1978年8月开始设计，1979年11月开工兴建。

1982年

- 10月11日，中国第一座太阳能光伏电站建成投运，该电站位于内蒙古自治区巴林右旗古力古台村，功率560W。
- 英国颁布了《关于报告处理危害物质设施的报告规程》，1984年颁布了《重大工业事故控制规程》，在世界上最早系统地研究了重大危险源控制技术。
- 国务院能源委员会成立，承担能源行业监管职能。1988年能源部成立。1993年能源部撤销。2003年3月，中国国家电力监管委员会挂牌成立。2008年，国家能源局成立。2010年1月28日，国家能源委员会成立。2013年3月，为统筹推进能源发展和改革，中国国家能源局、国家电力监管委员会的职责整合，重新组建国家能源局，由国家发展和改革委员会管理，不再保留国家电力监管委员会。

1984年

- 9月，中国国务院发布《中华人民共和国科学技术进步奖励条例》，设立国家科学技术进步奖。
- 美国冷水电厂建成第一座整体煤气化联合循环发电试验装置，验证了整体煤气化联合循环发电技术的可行。热电联产技术的研发始于蒸汽轮机的应用，最早是在需用蒸汽的工业企业自备电厂中得到验证，继而建起了向区域供热的热电厂。

1985年

- 3月20日，中国第一座核电厂——浙江秦山核电厂一期工程正式开工。一期工程装机容量为30万kW，大部分设备由中国自行设计制造，1991年12月15日并网发电，1994年4月1日开始商业运行，1995年7月13日通过国家验收。二期工程安装两台国产60万kW机组，1号机组2002年4月投运，2号机组2004年5月投运。三期工程引进加拿大两台70万kW机组，1号机组2002年12月投运，2号机组2003年7月投运。
- 5月，华能国际电力开发公司由国家计划委员会牵头，联合水利电力部、中国建设银行、中国银行、华润集团公司发起成立，具有独立法人资格、中外合资性质的有限责任公司；1989年3月，在此基础上正式组建中国华能集团公司。
- 苏联建成世界首条特高压输电线路，电压等级1150kV、输电距离890km，后降压运行。

- 美国建成巴斯康蒂抽水蓄能电站，装机容量 300.3 万 kW，截至 2012 年底是世界上在运的最大的抽水蓄能电站。
- 水利电力部成立了电力可靠性管理中心，负责中国的电力可靠性管理日常工作，陆续开展发、输、配电设备及系统的可靠性统计以及有关标准的研究制定工作。2006 年 1 月 25 日电力可靠性管理正式纳入国家电力监管委员会的监管体系，电力可靠性管理工作转变为政府监管行为。2013 年 8 月 12 日，国家电力监管委员会电力可靠性管理中心划转国家能源局，更名为国家能源局电力可靠性管理中心，中国电力可靠性监督管理工作转由国家能源局负责。

1986 年

- 国际原子能机构首次提出安全文化。1988 年，国际原子能机构在《核电厂基本安全原则》中将安全文化的概念作为一种重要的管理原则予以确定。1991 年，国际原子能机构组织编写出版了《安全文化》一书。

1987 年

- 内蒙古蒙西电网以一条 220kV 线路和华北电网联网，并开始向北京送电，在中国率先拉开“西电东送”的序幕。
- 中国国务院提出“政企分开，省为实体，联合电网，统一调度，集资办电”的电力改革与发展“二十字方针”。
- 9 月 15 日，中国国务院发布实施《电力设施保护条例》。1998 年 1 月 7 日，以国务院令第 239 号重新发布实施修改后的《电力设施保护条例》。

1988 年

- 葛洲坝水利枢纽全部投产发电，是长江干流上兴建的第一座大型水电站，装机 21 台，总容量 271.5 万 kW，其中：二江电厂 7 台机组，共 96.5 万 kW，1983 年全部建成发电；大江电厂 14 台机组，共 175 万 kW。1985 年葛洲坝二、三江工程及其水电机组项目获得首届国家科学技术进步奖特等奖。
- 中国电力企业联合会在北京成立，是中国电力行业企事业单位的联合组织、非营利的社会经济团体。
- 世界气象组织及联合国环境规划署联合建立政府间机构——联合国政府间气候变化专门委员会。其职能是对气候变化科学知识的现状，气候变化对社会、经济的潜在影响以及如何适应和减缓气候变化的可能对策进行评估。总部设在瑞士日内瓦。

1989 年

- 4 月 1 日，《中华人民共和国标准化法》正式实施，是中国对现代化生产进行科学管理的有关标准化的法律。
- 5 月，世界核电运营者协会成立，是由全球商业运营核电企业组成的非营利性国际组织。总部设在英国伦敦，并在莫斯科、亚特兰大、东京和巴黎设有地区协调中心和业务中心。中国国家核电技术有限公司、中国广核集团有限公司、中国电力投资集团公司、中国华能集团公司先后加入了该协会。

1990 年

- 8 月 22 日，中国第一项跨大区的超高压 ±500kV 输变电工程——葛洲坝—上海±500kV 直流输电工程双极建成投产。线路西起葛洲坝水电站换流站，途经湖北、安徽、江苏、浙江、上海 5 省（市），跨越长江、汉水，东至上海南桥换流站，全长 1052km，全线铁塔 2701 基。

1991 年

- 中国国家环境保护局发布了国家标准 GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染物排放标准》；1996 年修订并更名为《火电厂大气污染物排放标准》，2003 年和 2011 年又先后进行了两次修订。
- 12 月，云南鲁布革水电站（4×15 万 kW）建成投产，是中国首次引进世界银行贷款，电站主设备和部分主体工程实行国际招投标的大型水电建设工程。

1992 年

- 装机容量为 120 万 kW 的华能上海石洞口第二电厂建成投运，成为中国第一座超临界电厂。

1993 年

- 1 月，龙源电力集团公司成立，隶属于中国国电集团公司。2009 年 7 月 9 日，龙源电力集团公司正式改制为龙源电力集团股份有限公司。2009 年 12 月 10 日，龙源电力在香港成功上市，首次募集资金 177 亿元人民币，创下中国电力企业境外首次公开发行股票融资额最大、市盈率最高等多项第一。
- 3 月 10 日 14 时 7 分 24 秒，浙江省宁波市北仑港发电厂 1 号机组发生特大锅炉炉膛爆炸事故。该事故造成 23 人死亡，24 人受伤；设备修复时间 132 天，少发电近 14 亿 kW·h；事故直接经济损失 778 万元人民币。见 1993 年北仑港发电厂“3·10”电站锅炉爆炸事故。
- 3 月，为配合二滩水电站的电力送出，500kV 二滩输变电外送工程开工建设。建设自二滩水电站经昭觉、自贡至成都和重庆 500kV 输电线路共 2072km，建设 5 个 500kV 变电站和一个开关站，变电容量共 525 万 kV·A。二滩至自

贡输电线路翻越大、小凉山，铁塔最高海拔 3568m，最大覆冰 50mm，是中国第一项途经高海拔且重覆冰的 500kV 线路。自贡至成都段线路长 168km，是中国第一条全线采用同塔双回的 500kV 输电线路。工程于 2000 年 12 月全面投运。

- 6 月 29 日，中国国务院发布《电网调度管理条例》；2011 年 1 月 8 日，该条例根据《国务院关于废止和修订部分行政法规的决定》进行了修订。
- 8 月 31 日，广东大亚湾核电厂 1 号机组并网发电。1 号机组于 1987 年 8 月 7 日开始浇 1 号反应堆第一罐混凝土，1994 年 2 月 1 日投入商业运行；2 号机组于 1994 年 5 月 6 日投入商业运行。
- 9 月 27 日，中国长江三峡工程开发总公司成立。2009 年 9 月 27 日更名为中国长江三峡集团公司。
- 首届国际动力工程会议在日本神户举办，该会议是由中国动力工程学会（CSPE）、日本机械工程师学会（JSME）、美国机械工程师学会（ASME）共同发起和组织的国际动力界学术交流会。每两年一次，轮流在三国举办。

1994 年

- 4 月，中国自行设计和建造的秦山核电厂 30 万 kW 机组投入运行。
- 6 月 30 日，华能国际电力股份有限公司成立，该公司由华能国际电力开发公司联合 7 家地方投资公司共同创建，总部设在北京。
- 9 月，中国广东核电集团有限公司注册成立，是国家特大型企业集团，2013 年 4 月正式更名为中国广核集团有限公司。
- 中国三峡水利枢纽工程开始兴建，1997 年 11 月 8 日截流，2003 年 7 月并网发电，2003 年 10 月左岸首批机组发电，2009 年基本完工，2012 年全部建成投运。电站装机总容量 2250 万 kW，共安装 32 台 70 万 kW 机组、2 台 5 万 kW 机组。截至 2012 年底，是世界上最大的水电站。
- 中国电力出版社成立，前身是成立于 1951 年的燃料工业出版社。2006 年转企改制为中国电力出版社有限公司，2008 年与国家电网报社重组成立英大传媒投资集团有限公司。

1995 年

- 12 月 28 日，《中华人民共和国电力法》以中华人民共和国主席令第 60 号公布，1996 年 4 月 1 日起施行，是中国关于电力事业的第一部基本法规。首次以法律形式明确了电力企业安全生产管理应坚持“安全第一、预防为主”的方针，建立、健全安全生产责任制等重要管理内容。
- 中国电力企业联合会主编的《电力标准体系表》，以中国电力工业部文件的形式印发，为中国电力工业标准化建设提供了极为重要的参考文献，也奠定了中国电力标准建设与发展的基础。

1996 年

- 《中国绿色照明工程实施方案》发布，主要目标是：推广应用高效照明产品；推进照明节能；通过节电，减少温室气体排放，提高高效照明产品的质量和水平；提高公众环保节能意识。
- 中美合作经营的当时中国最大的燃气轮机电厂、上海地区第一家燃气轮机电厂——上海闸电燃气轮机发电有限公司的 4 台 10 万 kW 级燃气轮机发电机组投运。

1997 年

- 9 月，中国海拔最高和开发利用水头最大的西藏羊卓雍湖抽水蓄能电站（一期 90 000kW）竣工投产。
- 11 月 1 日，中国第八届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过《中华人民共和国节约能源法》（简称《节约能源法》），1998 年 1 月 1 日起实施。2007 年 10 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议通过了修订后的《节约能源法》，于 2008 年 4 月 1 日起正式施行。
- 在日本京都召开的《联合国气候变化框架公约》第三次缔约方大会上通过了《联合国气候变化框架公约京都议定书》（简称《京都议定书》），旨在限制发达国家温室气体排放量以抑制全球变暖。中国于 1998 年 5 月签署并于 2002 年 8 月核准了《京都议定书》。《京都议定书》于 2005 年 2 月生效，截至 2009 年 12 月，已有 184 个缔约方签署。

1998 年

- 世界海拔最高的位于中国西藏自治区那曲地区申扎县的甲岗水电站（1500kW）竣工发电。

2000 年

- 4 月 13 日，欧洲可再生能源理事会成立，是欧洲可再生能源工业、贸易和研究协会的联盟组织，活跃在太阳能光伏发电、小水电、海洋能、生物质能、地热能、太阳能热发电和风能等领域，总部位于比利时首都布鲁塞尔。
- 中国第一座高水头、大容量抽水蓄能电站——广州抽水蓄能电站全部竣工，

装机8台30万kW机组。一期工程1988年9月开工，第一台机组1993年8月发电；二期工程1994年9月开工，第一台机组1998年7月发电。

2001年

- 3月，经中国国家科学技术奖励工作办公室批准，国家电力公司获准设立中国电力科学技术奖，保证了国家科技奖励改革后电力科技奖励工作的连续性；6月国家电力公司发布了《中国电力科学技术奖励办法》和《中国电力科学技术奖励办法实施细则》。2003年3月中国电机工程学会印发《中国电力科学技术奖励办法（修订）》和《中国电力科学技术奖励办法实施细则（修订）》，于2005年4月修订为《中国电力科学技术奖励办法》（2011年6月再次修订）。
- 7月，世界风能协会在丹麦首都哥本哈根成立，总部位于德国波恩，是一个非营利性的国际组织。成员来自95个国家。2002年，经中国科学技术协会和科技部批准，中国风能协会代表中国加入世界风能协会。
- 7月，上海外高桥发电厂二期工程开工建设，在中国率先安装了两台百万千瓦级超超临界单轴燃煤机组。
- 8月8日，广东省粤电资产经营有限公司成立，2003年5月28日更名为广东省粤电集团有限公司。

2002年

- 中国颁布了《中华人民共和国安全生产法》《危险化学品安全管理条例》。
- 9月29日，中国长江电力股份有限公司成立，是由中国长江三峡集团公司作为主发起单位，联合华能国际电力股份有限公司、中国核工业集团公司、中国石油天然气集团公司、中国葛洲坝集团股份有限公司和长江水利委员会长江勘测规划设计研究院等5家发起单位设立的股份有限公司。
- 11月，中国第一个10kW太阳能发电系统——上海奉贤海滨太阳能发电系统投入试运行。
- 中国国务院出台《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号），电力工业开始厂网分开、政监分离的市场化改革；初步形成政府宏观调控、监管机构依法监管、企业自主经营、行业组织自律服务的新格局。
- 12月，国家电力公司实施厂网分开改革，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司两大电网公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司等5家发电集团，中国电力工程顾问集团公司、中国水电工程顾问集团公司、中国水利水电建设集团公司及中国葛洲坝水利水电工程集团公司等四家辅业集团公司同时挂牌。

2003年

- 8月14日，美国中西部、东北部及加拿大安大略省发生了大面积停电事件。事件开始于美国东部时间14日16时左右，4日后美国部分地区的电力供应仍未完全恢复，安大略省部分地区的停电持续了一个多星期。停电事件影响到约5000万人口，造成美国俄亥俄等7个州及加拿大安大略等地区约6180万kW的负荷损失，停电范围超过9300mile²（1mile²＝2.589988km²）。停电造成的损失估计为40亿～100亿美元。见2003年美加“8·14”大面积停电事件。
- 9月，山西大同云冈热电厂一期2×20万kW技改工程1号机组一次并网成功，是中国第一台投产的直接空冷机组。
- 11月24日，《建设工程安全生产管理条例》以中国国务院令第393号发布，2004年2月1日起施行，是中国第一部规范建设工程安全生产的行政法规。

2004年

- 5月，中国安全生产监督管理总局下发了《关于开展加强安全质量标准化活动的指导意见》（安监管政法字〔2004〕62号），企业安全标准化工作开始起步。
- 12月15日，中国国家发展和改革委员会和国家电力监管委员会联合颁布了《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》。
- 12月20日，《电力二次系统安全防护规定》以国家电力监管委员会令第5号公布，2005年2月1日起施行。目的是为防范黑客及恶意代码等对电力监控系统、电力通信及数据网络等的攻击侵害及由此引发电力系统事故而制定的安全规定。
- 中国国务院印发了《关于投资体制改革的决定》，对企业投资的电力工程项目实施核准制。

2005年

- 2月25日，中国国家发展和改革委员会和国家电力监管委员会联合印发《关于促进跨地区电能交易的指导意见》，对跨地区交易价格进行了明确规定。
- 5月23日19时57分～25日11时，俄罗斯莫斯科地区电网发生一系列故障，导致莫斯科南部、西南和东南大部分

地区及附近25个城市发生大面积停电。事故造成莫斯科电网共断开了321座变电站，直接损失负荷353.95万kW，直接经济损失约20亿美元，莫斯科市近400万人的生活受到严重影响。见2005年俄罗斯莫斯科“5·25”事故。

- 7月，山西大同第二发电厂60万kW直接空冷机组投入运行，是中国首台60万kW直接空冷机组。
- 9月26日，中国第一条750kV超高压输电线路——官亭—兰州东750kV输变电示范工程正式投运。该工程于2004年8月开工建设，起自青海官亭，止于甘肃兰州东750kV变电站，途经青海、甘肃两省，全长141km。
- 中国组建了新的电力建设工程质量监督总站，并发布《电力建设工程质量监督规定（2005版）》，质量监督制度基本健全，质量监督行为基本规范，对在建工程项目全面开展了质量监督检查。
- 浙江宁海发电厂60万kW 2号机组投产，成为中国发电装机容量突破5亿kW的标志。
- 9月26日，强台风“达维”袭击海南，受台风影响，海南主网崩溃，造成全省大面积停电。台风造成海南省基础设施遭受了严重破坏，海南电网20条220kV线路发生故障跳闸16条次，6条线路永久性故障；99条110kV线路发生故障跳闸63条次，24条线路永久性故障；158条35kV线路有123条受到不同程度损坏。全网1957条10kV线路不同程度损坏，断杆、倒杆4588根，1271km线路被破坏；低压线路断杆6792根，倒杆9033根，倾斜29 836根，断线2270km，金具损坏47 609套，直接经济损失116亿元人民币。见2005年海南电网“9·26”事故。

2006年

- 7月1日，华中（河南）电网因继电保护误动作、安全稳定控制装置拒动等原因引发一起重大电网事故。事故造成5条500kV、5条220kV线路跳闸，停运发电机组32台，减少发电出力577万kW，系统功率振荡最低频率达到49.11Hz，系统发生较大范围、较大幅度的功率振荡；华中东部电网与川渝电网解列，华中电网与西北电网直流闭锁、与华北电网解列。此次电网事故是中国自1986年以来波及范围最广、跳闸发电机组最多的电网事故。见2006年华电（河南）电网“7·1”事故。
- 11月，中国第一台超超临界百万千瓦机组——华能玉环电厂1号机组投产。作为中国国家“863”科技攻关依托项目，研究成果获2007年度国家科学技术进步奖一等奖，工程获2008年度全国优秀工程勘察设计金奖。见电力工业重大科技获奖项目。
- 中国第一个国家级生物质直燃发电示范项目在山东单县建成，装机容量2.5万kW。
- 中国政府颁布实施了《中华人民共和国可再生能源法》，并制定了新能源和可再生能源产业发展规划，重点发展太阳能光热利用、风力发电、生物质能高效利用和地热能的利用。

2007年

- 5月10日，中国国家电力监管委员会颁布《电力可靠性监督管理办法》，是中国第一部可靠性监管法规，是中国开展电力可靠性管理工作的法规依据。
- 5月22日，国家核电技术有限公司成立，是经国务院批准，由国务院和中国核工业集团公司、中国电力投资集团公司、中国广东核电集团有限公司、中国技术进出口总公司等4家大型国有企业共同出资组建的有限责任公司。
- 8月，中国国务院办公厅颁布了《节能发电调度办法》，首先由广东、贵州、四川、江苏和河南5省试点。
- 8月30日，《中华人民共和国突发事件应对法》以中华人民共和国主席令第69号发布，2007年11月1日起施行。
- 12月，中国国务院新闻办公室发布《中国的能源状况与政策》白皮书。
- 中国政府发布《中国应对气候变化国家方案》，是中国首部应对气候变化的政策性文件，也是发展中国家颁布的首部应对气候变化的国家方案。
- 12月12日，中国国家电网公司与菲律宾当地合作伙伴蒙特罗电网资源公司（Monte Oro Grid Resources Corporation）和开拉卡公司（Calaca High Power Corporation）组成投标联合体，以39.5亿美元获得菲律宾国家输电公司25年的特许经营权。2009年1月15日，由中国国家电网公司作为大股东组建的菲律宾国家电网公司（NGCP）正式接管了菲律宾的国家输电网。
- 12月，三峡输变电工程全面竣工投产，其建设规模为：±500kV直流工程3项，直流线路总长度2965km，换流总

容量1800万kV·A；500kV交流输变电工程88项，线路总长度6519km，变电总容量2275万kV·A；同时建设的还有通信、调度等配套系统工程。

2008年

• 1月，高216.5m的龙滩大坝全线封顶，成为中国唯一一座200m级碾压混凝土重力坝，也是截至2012年世界上最高的碾压混凝土大坝。

• 1月10日～2月2日，中国南方部分地区先后4次遭受低温雨雪冰冻天气袭击，发生的时间段分别为1月10～16日、18～22日、25～29日、1月31日～2月2日。此次气象灾害具有范围广、强度大、持续时间长、灾害影响重的特点，使电力系统遭受了有史以来最严重的破坏。灾害使华东区域电网中的浙江、安徽、福建电网，华中区域电网中的湖南、湖北、江西、河南、四川、重庆电网，南方电网覆盖范围内的广东、广西、云南和贵州电网，共计13个省份的电力系统运行受到影响，多片电网解列。见2008年中国雨雪冰冻灾害。

• 5月12日14时28分，中国四川西北部阿坝藏族自治州汶川县（北纬31°、东经103.4°）发生里氏8.0级地震，震源深度为10～20km。这是中国自1949年以来破坏性最强、波及范围最大、救灾难度最大的一次地震。同时，区域内的电力设施也遭到严重破坏。自2009年起，每年5月12日为中国防灾减灾日。见2008年四川汶川地震。

• 5月，国网电力科学研究院由国网南京自动化研究院（前身是1973年成立的南京自动化研究所）和国网武汉高压研究院（前身是1974年成立的武汉高压研究所）重组成立，主要从事电力系统自动化、交直流高电压技术、通信与信息工程、电力一次设备及其智能化、电力电子、水利水电工程测控、轨道交通及工业控制技术的研究、开发和应用。企业本部位于江苏省南京市。2012年2月，国家电网公司将国网电力科学研究院的科研及检测机构划入中国电力科学研究院，将中国电力科学研究院的大部分产业和国网信通公司的全部产业划入国网电力科学研究院。

2009年

• 浙江北仑发电厂建成中国首个总装机容量达500万kW的火电厂。

• 1月6日，中国自主规划、自主研制、自主设计、自主建设的首项特高压交流输变电工程——晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程正式投入运行。该工程起自山西长治晋东南1000kV变电站，经河南南阳1000kV开关站到湖北省荆门1000kV变电站，跨越山西、河南、湖北3个省。线路全长640km，共有铁塔1284基。工程于2006年底开工建设，2008年12月全面竣工。

• 4月，青海拉西瓦水电站6号机组投产发电，成为中国发电装机容量突破8亿kW的标志。

• 6月30日，亚洲第一、世界第二的超高压、长距离、较大容量跨海电力联网工程——500kV海南联网工程正式投运，海南省“电力孤岛”的历史由此结束。

• 7月，山西晋城寺河煤层气发电厂正式投运，总装机容量为12万kW，截至2012年是世界上装机容量最大的煤层气发电厂。

• 8月17日，当地时间8时13分，俄罗斯萨扬水电站发生了一起特别重大事故。事故导致水电站被淹没，机电设备严重受损，75人死亡，13人受伤，2、7、9号发电机组严重损毁报废，其余7台损坏严重，厂房结构被破坏，直接经济损失130亿美元。见2009年俄罗斯萨扬水电站“8·17”事故。

• 11月，国投北疆发电厂循环经济项目建成，一期2×100万kW燃煤发电超超临界机组和20万t/d海水淡化装置竣工投产，成为泛渤海区域重要的电源点；项目首创“发电—海水淡化—浓海水制盐—土地节约整理—废物资源化再利用”五位一体的循环经济模式。

• 12月，中国首批光伏并网发电特许权示范项目，也是当时在建最大的光伏并网发电项目之一——国投1万kW敦煌光伏电站顺利投产发电。

2010年

• 1月20日，中国国家电力监管委员会公布实施《供电企业可靠性评价实施办法》，办法明确了供电企业可靠性评价的评价对象、评价内容及评价方法。2012年10月12日，中国国家电力监管委员对该办法进行修订后再次发布。

• 1月21日，中国国家电力监管委员会发布并开始实施《火力发电机组可靠性评价实施办法》，明确了火力发电机组可靠性评价的评价对象、评价内容及评价方法。2012年10月12日，中国国家电力监管委员对该办法进行修订后再次

发布。

- 2月，中国首座柔性直流换流站——35kV南风换流站首次充电起动，标志着中国清洁能源的接入技术达到了国际领先水平。
- 3月，云南小湾水电站大坝全线封顶，高294.5m，成为世界上最高的拱坝；8月，小湾水电站4号机组建成发电，成为中国水电装机容量突破2亿kW的标志。
- 3月，上海世博园智能电网综合示范工程建成，成为世界上首个涵盖“发电、输电、变电、配电、用电、调度6个环节和通信信息支持平台”的智能电网综合示范工程。
- 4月25日，中国最南端的核电厂——海南昌江核电厂在昌江县开工建设，成为海南历史上投资最大的能源项目，共建设4台大型核电机组，能够解决海南省长期电力供需紧张局面。
- 5月6日，中国第一个电力多边交易市场——华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场正式启动运行。
- 6月18日，世界首个±800kV直流输电工程——±800kV云南—广东特高压直流输电工程双极竣工投产。该工程西起云南楚雄，东至广东广州，输电距离1373km，额定容量500万kW，由楚雄换流站、穗东换流站、直流线路、两侧接地极和接地极线路5大部分组成。工程于2006年底开工，2009年6月30日单极投产。
- 7月8日，中国向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程投入运行。线路全长1907km，输送能力达700万kW级，是世界上输送容量最大、送电距离最远、技术水平最先进、电压等级最高的直流输电工程。
- 8月30日，中国第一个大型海上风电示范项目，也是欧洲以外第一个海上风电项目——上海东海大桥海上风电示范项目全部34台风电机组投入商业运营。该项目总装机容量10.2万kW，每年的发电量可满足20余万户上海居民的用电需求。
- 7月，青藏交直流联网工程开工建设。工程主要包括西宁—柴达木750kV输变电工程、柴达木—拉萨±400kV直流输电工程和西藏中部220kV电网工程3部分，全长2530km，总投资162.86亿元。2011年12月9日投入试运行。
- 12月28日，中国华电宁夏灵武发电有限公司二期工程3号机组正式投产，成为中国具有独立知识产权的世界首台百万千瓦级超超临界空冷机组。
- 当时中国最大单体风电场——华能阜新二期风电场200台机组并网发电，装机容量达30万kW。
- 广东岭澳核电厂二期工程1号机组和秦山核电厂二期工程3号机组相继投产，其中广东岭澳核电厂二期工程1号机组成为中国发电装机容量突破9亿kW标志性机组。
- 华电国际莱州电厂开工建设，为中国首家设计煤耗低于270g/（kW·h）的发电厂，采用海水淡化技术供水，可实现污水“零排放”。
- 9月28日，世界上第一个潮间带风电场——江苏如东海上潮间带3.2万kW示范项目建成投产。

2011年

- 新疆—格尔木750kV输变电工程（新疆与西北联网第二通道750kV输变电工程）获准开展前期工作。
- 锦屏—苏南±800kV特高压直流输电工程全线贯通，淮南—上海1000kV特高压交流输电示范工程获核准并全面开工。
- 2月28日，世界首项±660kV电压等级的直流输电工程——宁东—山东±660kV直流输电示范工程实现双极投运。该工程起自银川东±660kV换流站，止于青岛±660kV换流站，途经宁夏、陕西、山西、河北、山东5省（区）。线路全长1333km，共有铁塔2807基。工程于2009年6月24日正式开工建设。
- 3月11日，日本当地时间14时46分，日本东北部海域发生里氏9.0级地震并引发海啸，震中位于宫城县以东太平洋海域（北纬38.1°、东经142.6°）；震源深度20km，属浅源地震。见*2011年东日本大地震*。
- 4月，中国首座容量630kV·A、电压等级10.5kV的配电级超导变电站在白银市建成投运。
- 6月15日，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》以中国国务院令第599号发布，2011年9月1日起施行。
- 9月19日，世界上覆盖区域最广、功能最齐全（涵盖发电、输电、变电、配电、用电、调度6个环节和通信信息支持平台）的中新天津生态城智能电网综合示范工程建成投运。
- 9月29日，中国电力建设集团有限公司

和中国能源建设集团有限公司组建。

- 11月29日，中国国家发展与改革委员会印发《关于居民生活用电实行阶梯电价的指导意见》。
- 世界首座智能充换储放一体化大型示范站——青岛薛家岛智能充换电站建成，中国首家省级电动汽车运营管理系统投运。

2012年

- 2月29日，《中华人民共和国清洁生产促进法》公布，自2012年7月1日起施行。
- 7月1日，中国除西藏和新疆外的29个省、区、市（不包括港、澳、台地区）同时实施居民阶梯电价。
- 9月，中国雅砻江锦屏一级水电站第一台机组投产发电，最大坝高305m，是世界上已建、在建的最高的混凝土双曲拱坝。
- 中国向家坝水电站投产发电，单机容量80万kW，为世界上单机容量最大的水电机组。该工程于2004年3月开始筹建，2006年11月主体工程开工建设。
- 中国发电装机容量达到11.47亿kW，是世界第一电力装机大国。

条目标题汉字笔画索引

说　明

一、本索引供读者按条目标题的汉字笔画查检条目。

二、条目标题按第一字的笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括㇆乚く等）的顺序排列。第一字相同的，依次按后面各字的笔画数和起笔笔形顺序排列。

三、以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的条目标题依次排在汉字开头的条目标题的后面。

四、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

一画

[一]

二画

[一]

[丿]

三画

[一]

[丨]

[丶]

四画

[一]

[丨]

五画

六画

［一］

七画

［一］

八画

［一］

九画

[一]

十画

[一]

十一画

[一]

[丿]

[丶]

[乛]

十二画

[一]

[丨]

[丿]

[丶]

[乛]

十三画

[一]

[丶]

十四画

[一]

[丿]

十五画

[一]

[丿]

[丶]

十六画

[一]

[丨]

[丶]

条目外文标题索引
(INDEX OF ARTICLES)

A

B

C

D

S

内 容 索 引

说 明

一、本索引是全卷条目和条目内容（含插图）的主题分析索引。索引主题按汉语拼音字母的顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时，按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括亅乚く等）的顺序排列。第一字相同的，按第二字，余类推。以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的主题，依次排在汉字索引主题的后面。

二、设有条目的主题用黑体字，未设条目的主题用仿宋体字。

三、索引主题之后的阿拉伯数字是主题内容所在的页码，数字之后的小写拉丁字母表示索引内容所在的版面区域。本书正文的版面区域划分如右图。

a	d
b	e
c	f

A

B

C

E

F

G

J

K

L

M

N

O

P

Q

R

S

T

W

Y

Z

插 图 索 引

外国（国际）电力（能源）组织机构和学术团体译名对照表

外 文 全 称	外文简称	建立时间	中文译名全称
American Nuclear Society	ANS	1954	美国核学会
American Power Conference	APC	1951	美国动力会议
American Public Power Association	APPA	1940	美国公用电力协会
American Society of Mechanical Engineers	ASME	1880	美国机械工程师学会
American Solar Energy Society	ASES	1970	美国太阳能学会
American Wind Energy Association	AWEA	1974	美国风能协会
American National Standards Institute	ANSI	1918	美国标准学会
Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana	AEI	1896	意大利电工电子协会
Association of Energy Engineers	AEE	1977	能源工程师协会(美国)
Biomass Energy Research Association	BERA	1981	生物质能研究协会(美国)
British Institute of Energy Economics	BIEE	1976	英国能源经济研究所
British Wind Energy Association	BWEA	1978	英国风能协会
Canadian Society for Electrical Engineers	CSEE	1887	加拿大电气工程师学会
Center for Energy Policy and Research	CEPR	1975	能源政策和研究中心(美国)
České Energetické Závody	ČEZ	1990	捷克电力公司
Comitato Elettrotecnico Italiano	CEI	1896	意大利电工委员会
Comitato Termotecnico Italiano	CTI	1950	意大利热工委员会
Comisión Federal de Electricidad	CFE	1937	联邦电力委员会(墨西哥)
Commission Internationale de I'Éclairage	CIE	1900	国际照明委员会
Conference Internationale des Grands Reseaux Électriques	CIGRE	1921	国际大电网会议
Conseil Européen Pour la Recherche Nucléaire	CERN	1954	欧洲核研究委员会
Conseil Internationale des Machines a Combustion	CIMAC	1951	国际热机委员会
Deutsches Institut für Normung e. V.	DIN	1917	德国标准化学会
Edison Electric Institute	EEI	1933	爱迪生电气协会(美国)
Electric Power Researeh Institute	EPRI	1972	电力科学研究院(美国)
Electricite de France	EDF	1946	法国电力公司
Electricity Generating Authority of Thailand	EGAT	1969	泰国发电局
Electricity Supply Commission	Escom	1923	供电委员会(南非)
Energy Information Administration	EIA	1977	美国能源信息管理署
Engineers' Association of South Africa	EASA	1946	南非工程师协会
Ente Nazionale per I'Energia Electrica	ENEL	1962	国家电力公司(意大利)
European Nuclear Society	ENS	1975	欧洲核学会
European Network of Transmission System Operators for Electricity	ENTSO-E	2008	欧洲输电运营商联盟
European Wind Energy Association	EWEA	1982	欧洲风能协会
European Renewable Energy Council	EREC	2000	欧洲可再生能源理事会
Federal Energy Regulatory Commission	FERC	1977	联邦能源管理委员会(美国)

续表

外 文 全 称	外文简称	建立时间	中文译名全称
Fusion Power Associates	FPA	1979	聚变动力联合会(美国)
Gas and Electricity Consumer Council	GECC	1990	燃气和电力消费者委员会(英国)
Geothermal Resources Council	GRC	1972	地热资源委员会(美国)
Hydro-Québec	QH	1944	魁北克水电公司(加拿大)
Illuminating Engineering Society	IES	1909	照明工程学会(英国)
Institution of Electrical and Electronics Engineers	IEEE	1963	电气与电子工程师学会
Institute of Electrical Engineers	IEE	1888	电气工程师学会(英国)
Institute Francaise des Combustibles et de I'Energy	ICE	1952	法国燃烧与能源学会
International Association for Hydraulic Research	IAHR	1935	国际水力学研究协会
International Association for Hydrogen Energy	IAHE	1974	国际氢能协会
International Association of Energy Economics	IAEE	1977	国际能源协会
International Atomic Energy Agency	IAEA	1957	国际原子能机构
International Conference on Electricity Distribution	CIRED	1971	国际供电会议
International Conference on Power Engineering	ICOPE	1993	国际动力工程会议
International Electrotechnical Commission	IEC	1906	国际电工委员会
International Telecommunication Union	ITU	1932	国际电信联盟
International Cogeneration Alliance	ICA	1998	国际热电联产联盟
International Commission on Illumination	CIE	1900	国际照明委员会
International Commission on Large Dams	ICOLD	1928	国际大坝委员会
International Congress on Combustion Engines	ICCE	1951	国际热机委员会
International Electrotechnical Commission	IEC	1904	国际电工委员会
International Energy Agency	IEA	1974	国际能源署
International Energy Council	IEC	1924	国际能源委员会
International Solar Energy Society	ISES	1954	国际太阳能学会
Japan Electric Power Information Center	JEPIC	1958	日本海外电力调查会
Japanese Industrial Standards Committe	JISC	1946	日本工业标准调查会
Korea Electric Power Corporation	KEPCO	1961	韩国电力公司
Latin American Energy Organization	LADE	1973	拉丁美洲能源机构
National Electrical Manufacturers Association	NEMA	1926	国电气制造协会(美国)
National Grid Company	NGC	1990	国家电网公司(英国)
National Hydropower Association	NHA	1983	国家水电协会(美国)
National Power	NP	1990	国家电力公司(英国)
National Rural Electrification Cooperative Association	NRECA	1942	国家农村电气化合作协会(美国)
National Thermal Power Corp.	NTPC		国家火电公司(印度)
New Energy Development Organization	NEDO	1980	新能源开发机构(日本)
North American Electric Reliability Corporation	NERC	1968	北美电力可靠性公司
Norwegian Electricity Federation	EnFO		挪威电力联合会
Nuclear Electric	NE	1990	核电公司(英国)
Nuclear Regulatory Conmaission	NRC	1954	核能管理委员会(美国)
Organization for Economic Co-operation and Development	OECD	1961	经济合作与发展组织
Perusahaan Listrik Negara	PLN	1961	印度尼西亚电力公司
Polish Power Grid Company	PPGC	1990	波兰电网公司
PowerGen plc	PG	1990	发电公司(英国)
RWE Energie AG	RWE		莱茵能源集团(德国)
Slovenské Energetické Podniky	SEP	1990	斯洛伐克电力公司

续表

外 文 全 称	外文简称	建立时间	中文译名全称
Snowy Mountains Hydro-Electric Authority	SMH		雪山水电局(澳大利亚)
Socité Francaise des Electriciens des Electroniciens et des Radioelectriens	SEE	1883	法国电工电子及无线电工作者协会
Scottish & Southern Energy	SSE	1998	南苏格兰电力公司(英国)
Svenska Kraftnät	SK	1992	SK 电网公司(瑞典)
Swedish Power Association	SPA	1909	瑞典电气协会
Swiss Solar Energy Association	SSEA	1974	瑞士太阳能协会
Tennessee Valley Authority	TVA	1933	田纳西流域管理局(美国)
The British Standard Institution	BSI	1901	英国标准学会
Türkiye Elektrik Kurumu	TEK		土耳其电力局
Unidad Eléctrica Société Anomyme	UNESA	1944	电气联合会(西班牙)
Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d' Énergie Électrque	UNIPEDE	1925	国际发供电联盟
Vattenfall AB		1992	大瀑布公司(瑞典)
Verband der Elektrizitätswerke Österreichs	VEÖ	1947	奥地利电力企业联合会
Verband der GroBkessel-Besitzer e. V.	VGB	1972	大电厂技术协会(德国)
Verband Deutscher Elektrotechniker	VDE	1893	德国电气工程师学会
Vereinigung Industrielle kraftwirtschaft	VIK	1947	自备电力联合会(德国)
Water and Power Development Authority	WAPDA	1958	水动力开发局(巴基斯坦)
World Association of Nuclear Operators	WANO	1989	世界核电营运者协会
World Energy Council	WEC	1924	世界能源理事会
World Wind Energy Association	GWEC	2001	世界风能协会
Всероссийский государственный проектноизыскательский и научно-исследовательский институт энергетических систем и электрических сетей	ЭНЕРГОСЕТЬ-ПРОЕКТ	1962	全俄电力系统和电网科研勘测设计院
Всероссийский государственный научноисследо-вательский и проектноконструкторский институт энергопромышленности	ВНИПИ ЭНЕРГОПРОМ	1942	全俄动力工程科学研究设计院
Всероссийский государственный проектный институт тепловых электростанций	ТЕПЛОЭНЕ-РГОПРОЕКТ	1924	全俄火电设计院
Всероссийский научно-нсследовательский институт гидротехники им. Б. И. Веденеева	ВНИИГ	1921	全俄水工科学研究院
Всероссийский научно-нсследовательский институт электроэнергетики	ВНИИЭ	1944	全俄电力科学研究所
Всероссийский теплотехническии институт им. Ф. Э. Дзержинского	ВТИ	1921	全俄热工研究院
РАО《Единая Энергетическая Система России》	РАО《ЕЭС РОССИИ》	1992	俄罗斯统一电力系统股份公司
日本原子力研究所(Japan Atomic Energy Research Institute)	JAERI	1956	日本原子能研究所
日本ボイラ協会(Japan Boiler Association)	JBA	1946	日本锅炉协会
日本動力協会(Japan Energy Association)	JEA	1951	日本动力协会
日本電気学会(Institute of Electrical Engineers of Japan)	JIEE	1888	日本电气学会
電力中央研究所(Central Research Institute of Electric Power Industry)	CRIEPI	1951	中央电力研究所(日本)
電子技術綜合研究所(Electrotechnical Laboratory)	ETL	1959	电子技术综合研究所(日本)
電源開発株式会社(Electric Power Development Corporation)	EPDC	1952	电源开发公司(日本)
原子力安全研究協会(Nuclear Safety Research Association)	NSRA	1964	核安全研究协会(日本)
動力炉核燃料開発事業団(Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation)	PRNFDC	1967	动力堆核燃料开发集团(日本)

综合卷（第三版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

于坤山　于明　于海波　万秀兰　马琳　马瑞贞　王历　王正志

王宁玲　王永利　王钇　王红亮　王志平　王志轩　王芬　王秀丽

王沁　王宏刚　王茁　王金福　王建军　王春娟　王柏乐　王思宁

王思强　王海茹　王海峰　王海萍　王家诚　王继业　王乾坤　王彩霞

王绵斌　王辉　王雷鸣　王聪生　王毅　牛东晓　牛新宇　毛迅

风振华　方燕平　邓春　孔维政　孔震　石丽娜　卢继平　田惠英

史连军　史国青　付峰　白云升　白晓民　丛德强　邢涛　邢德山

曲光耀　吕世文　吕冰　吕春泉　吕玲　吕俊峰　朱月祥　朱方柱

朱志强　朱振飞　朱锋　乔峰　伍晶晶　任世军　华峰　全生明

刘广峰　刘开培　刘文山　刘玉山　刘仕海　刘冬梅　刘永东　刘永前

刘吉成　刘达　刘军　刘志永　刘志坦　刘志强　刘金长　刘金鹏

刘建民　刘建春　刘海波　刘谊　刘崇明　闯喜宏　许松林　许明军

牟军涛　牟道槐　孙丕石　孙红星　孙志禹　孙健　孙晶琪　孙嘉平

苏萍　苏朝晖　杜宁宁　杜红纲　杨帆　杨华飞　杨志平　杨志新

杨迎建　杨建莲　杨倞　杨淑霞　李云龙　李凤　李文娟　李东亮

李永生　李存斌　李成东　李庆林　李运明　李志远　李连存　李英

李昇　李建春　李金超　李炘　李娜　李莹　李爱民　李晨

李琮慧　李慧芳　李澍森　李霞　肖立业　肖兰　吴飞莺　吴永梅

吴克河　吴凯峰　吴建勋　吴鹏程　旷路明　何永秀　何永君　何江

何郁　何欣　闵聿华　汪兆富　汪明波　汪鸣皋　汪萍　汪毅

沙亦强　沈维君　沈巍　宋卫东　张小青　张戈　张文鹏　张志伟

张志华　张志武　张现清　张国强　张和平　张金良　张宗富　张宗震

张官元　张泽光　张建扬　张重实　张剑　张莹莹　张哲军　张晟

张晓京　张健　张徐东　张涛　张敬才　张森如　张晶杰　张禄庆
张瑞香　张新房　张源　张福伟　张鲲　陈小良　陈永权　陈军
陈羽飞　陈寿孙　陈林　陈海文　陈雁　范允君　林峰　欧阳红
欧阳郃杰　罗佃华　罗黎明　周双喜　周建平　周莉　周家启　郑建宁
房芳　房鑫炎　屈志强　孟玥玲　孟祥泽　孟继东　赵天宏　赵厉涛
赵阳华　赵鸣志　赵建军　赵清明　赵鹏　赵磊　郝悍勇　胡小正
胡刚刚　胡顺增　胡湘燕　钟儒耀　段君寨　皇甫学真　侯学良　侯勇
姜士宏　姜锐　祝金荣　贺益中　秦定国　袁定远　桂波　贾蕊
夏雄伟　原增光　顾洁　钱永兵　钱钢粮　徐宝福　徐剑荣　徐鸿
殷岩　高一萍　高坚　高昆仑　高晓欣　高磊　郭日彩　郭晓鹏
郭爱国　郭培堂　郭基伟　席新铭　唐飞　唐平舟　唐坚　陶明
堵瑞瑞　黄东升　黄庆贺　黄米娜　黄豆　黄敏芳　黄鹏　黄碧斌
曹文亮　曹石亚　曹荣　梁春燕　彭玉良　葛旭波　董安有　董军
董杰　董和平　董福贵　韩毅　程志华　程学庆　程建翼　程绍伟
程钧培　鲁宗相　曾广宇　曾庆禹　曾鸣　温盛元　谢开贵　谢国辉
雷浩　蔡靖波　廖业明　谭忠富　潘苏　潘宏娟　潘荔　薛兆民
薛景岩　薄其海　冀瑞杰　穆智勇　瞿斌

综合卷（第一版）撰稿人员名单

（按姓氏笔画排列）

丁玉佩　丁则诚　于长云　万先俊　马诒绪　马君寿　马松涛　马致中
王万纲　王小榕　王长海　王凤鸣　王永茂　王加璇　王幼平　王国平
王昌荣　王树屏　王科会　王俊宁　王耘非　王　琳　王朝宗　王瑞清
王瑞梁　王锡淳　王熙亮　王骥洲　任中林　任　华　邓耀群　卢立生
卢椿茂　白以昕　丛　文　冯宗苹　吕振勇　朱卫东　朱永芃　朱成章
朱思义　朱铁铮　乔　木　乔　梁　华良海　刘纫茝　刘叔友　刘　俭
刘晓亭　刘家星　刘铭彝　刘瑞祥　池化鱼　汤志华　许业广　许怀隆
许金明　许金涛　许贺龙　孙玉超　孙豫选　纪　雯　严家明　苏先明
苏伯林　杜炎武　李广源　李云智　李　东　李志光　李奋进　李贤德
李昌龄　李庚年　李怡强　李宝祺　李绍康　李树柏　李　勃　李昭如
李高翔　李　涛　李常熺　李跃胜　李章柱　李淑兰　李绪曾　李耀华
杨世昌　杨成林　杨克昌　杨金栋　杨建纲　杨恒壮　杨　辉　杨景三
杨勤明　连培生　肖国泉　肖耀玉　吴子玉　吴纬纶　吴迪忠　吴统先
何本善　何芳荣　何丽容　何根寿　何继萱　谷云青　邹丕信　邹立嵩
邹逸桥　邹慎修　沈有根　沈济源　沈根才　宋国秉　张士桐　张义贤
张仁杰　张光亮　张仲波　张阳辉　张余祥　张　侗　张孟扬　张惠勤
张曾明　张福熙　陈飞虎　陈占梅　陈叔康　陈佳华　陈宝珑　陈　实
陈树仁　陈美章　陈炳如　陈祖安　陈祥建　陈　娴　陈维敬　陈道周
陈慈萱　陈畴新　苑赫宗　林天宝　林作英　林明烁　欧阳廷亮　欧　新
易　之　罗道坦　金世乐　金关福　周仲仁　周　芳　周复来　庞　堉
郑企仁　郑君衡　郑梦龄　郑鸿翔　赵人麟　赵永华　赵建奇　赵盛山
赵　芃　胡允谟　胡建平　胡修谱　胡维新　胡湘燕　柳椿生　钟训礼
侯建功　俞泽远　姜孔才　姜绍俊　班效侯　敖明松　袁开畴　袁　玖

夏青山　顾祖德　顾晓林　晏衡　倪永霞　倪启香　徐平善　徐永禧
徐旭祀　徐余文　徐家则　徐鸿桂　徐博文　徐路军　徐福田　奚锦棠
翁迅干　高鹏举　高麟　郭子仪　郭太岭　郭志　郭维胜　郭鉴新
唐志坚　陶翠屏　黄永达　黄国玺　黄素坤　黄惟壮　黄维景　梅传林
龚名九　盛绪美　符达　符祥山　阎毓晨　梁木　梁永爱　梁维列
彭涛　董云鹏　蒋振忠　韩元旦　韩承钧　韩校胜　韩祯祥　韩梵珠
韩瑞荧　覃振铎　嵇同懋　程秀珍　程佩钦　程履中　傅华玲　傅崇德
傅庸　舒惠芬　童尔勋　曾山　曾之　游清炎　谢杰　谢恒
靳东来　简益　解松崚　蔡灵辉　裴玉珠　谭昌铭　翟东群　缪洪达
樊元湘　潘振华　潘振奇　魏炳才

综合卷（第二版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

丁玉佩　丁国生　马　红　马　英　王乃戎　王力军　王久之　王长贵
王长海　王凤池　王平福　王东升　王生伟　王西坡　王庆华　王志颖
王丽辉　王宏军　王宏超　王改现　王昌荣　王金华　王炎发　王建功
王承煦　王荣盛　王树屏　王海杰　王家诚　王继业　王　琳　王　瑞
王锡淳　王嘉新　王熙亮　尤传明　毛继兵　任龙献　任仲平　任若奇
文启鼎　尹兰英　邓耀群　左宇龙　石　峰　卢元荣　卢晓山　卢椿茂
叶继善　白建华　冯有维　冯维泰　吕建平　吕　胜　吕祖珩　吕道斌
朱二苗　朱百祥　朱耀泉　伍　萱　向光全　全晓华　刘文莹　刘世俊
刘向昕　刘克启　刘英建　刘英雄　刘叔友　刘　炎　刘宗宪　刘　晖
刘家星　刘雪占　刘常荣　刘崇和　刘焕尊　刘清鑫　刘维烈　刘　博
刘瑞祥　关晓峰　关绮鸿　江全才　江登奎　汤蕴琳　许以作　许世辉
许兴洲　许　雷　孙劲飚　孙昌复　孙建华　孙建青　孙修文　孙嘉平
孙翠华　苏　力　苏先明　苏竹荆　苏伯林　苏国成　杜在贵　李长旭
李申生　李永春　李芝梁　李延玲　李志光　李　坚　李秀安　李　凯
李金峰　李庚年　李绍康　李树林　李树柏　李美琴　李桂茹　李晓霞
李　涛　李浴兰　李跃胜　李淑兰　李淑华　李绪曾　李　博　李　新
李燕芳　杨大浩　杨　艺　杨丹青　杨立新　杨乔华　杨旭中　杨志荣
杨昌元　杨建纲　杨　威　杨　琳　杨富春　连培生　肖成林　肖哲夫
吴晓平　吴晓明　吴　骏　吴鹤鹤　县自治　何大春　何润生　余卫国
余晚霞　邹开泉　邹德章　言茂松　辛保安　辛德培　汪朝东　沙亦强
沈义生　沈云良　沈　融　宋卫东　张义贤　张子龙　张少平　张长岩
张文奎　张文泉　张光亮　张兆峰　张国忠　张金城　张建新　张春江
张钦芝　张重实　张　峰　张海青　张银芽　张惠勤　张群智　张慰黎

张　燕　陆　松　陈开庸　陈占梅　陈冬青　陈兆江　陈志荣　陈叔康
陈祖伊　陈　勇　陈　斌　范　斌　林　建　林　艳　欧阳昌裕　欧阳树嘉
欧　新　罗涤泉　金关福　金朝晖　周成文　周尚艺　周爱辉　周　鹏
周新农　郑厚清　郑思蕙　学　习　房志远　孟宪淦　项建国　赵全虹
赵会茹　赵宏宇　赵　津　赵振方　赵毓昆　赵耀钟　郝汉椿　郝宇飞
胡永庆　胡贵良　胡绳木　查仁柏　柳椿生　钟为泉　钟　君　钟鲁文
段　云　施加采　祝敬泉　贺金照　秦建明　袁　玫　栗宝卿　贾耀兰
夏利勤　顾晓林　柴忠信　钱锦辉　徐　扬　徐灵君　徐　临　徐海源
徐鸿桂　徐德生　殷红军　殷宝昌　奚锦堂　翁新雄　栾尔钧　高东军
高光夫　郭子仪　郭国川　席　平　唐芳文　陶虚竹　黄井福　黄文星
黄　捷　梅传林　曹世光　曹晓军　龚洵洁　常　力　崔容强　符祥山
康建瓴　章显亮　章　萍　阎长乐　阎善章　彭　涛　彭　锐　葛增茂
蒋英圣　韩月友　韩　放　韩祯祥　覃振铎　程秀珍　程忠智　程佩钦
程树荣　焦保利　鲁　齐　曾云华　曾兆祺　曾　鸣　谢希为　谢绍雄
鄢常青　靳东来　虞敷平　敖桂兰　鲍云樵　鲍　佑　解松崚　蔡义汉
蔡国贤　廖少葆　谭利民　熊大芳　熊幼京　潘振奇　霍效光　戴宗宝

综合卷（第三版）
主要编辑出版人员名单

责任编辑 肖　兰　胡顺增　张　健　于小然　刘亚南

索引编辑 肖　兰　胡顺增　于小然　刘亚南

设计负责 王建华　李东梅　李卫东　杨志国

封面设计 王红柳

正文设计 张　娟

责任描图 陈丽梅　马素芳　郑书娟　安同贺　李　娟

责任校对 罗凤贤　太兴华

责任印制 邹树群

